
DIPLOMARBEIT

Herr Ing.

Christoph Ortner

**Wirtschaftlicher Vergleich ei-
ner Aufdach- und nachgeführ-
ten Photovoltaikanlage unter
Berücksichtigung der
Investitionsförderungen 2012
in Österreich**

Alberndorf, 2013

DIPLOMARBEIT

Wirtschaftlicher Vergleich einer Aufdach- und nachgeführten Photovoltaikanlage unter Berücksichtigung der Investitionsförderungen 2012 in Österreich

Autor:

Herr Ing. Christoph Ortner

Studiengang:

Wirtschaftsingenieurwesen

Seminargruppe:

KW08wNA

Erstprüfer:

Prof. Dr. rer. oec. Johannes N. Stelling

Zweitprüfer:

Prof. Mag. Erich Greistorfer

Einreichung:

Mittweida, 2013

Verteidigung/Bewertung:

Neufeld an der Leitha, 20013

DIPLOMA THESIS

Economic comparison of a rooftop and taking photovoltaic system into account the investment promotions in 2012 in Austria

author:

Herr Ing. Christoph Ortner

course of studies:

Wirtschaftsingenieurwesen

seminar group::

KW08wNA

first examiner::

Prof. Dr. rer. oec. Johannes N. Stelling

second examiner:

Prof. Mag. Erich Greistorfer

submission:

Mittweida, 2013

defence/ evaluation:

Neufeld an der Leitha, 20013

Bibliografische Beschreibung:

Ortner Christoph:

Wirtschaftlicher Vergleich einer Aufdach- und nachgeführten Photovoltaikanlage unter Berücksichtigung der Investitionsförderungen 2012 in Österreich –2013 – 72 Seiten

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftswissenschaften,
Diplomarbeit, 2013

Referat:

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit dem wirtschaftlichen Vergleich von einer Aufdach- und einer nachgeführten Photovoltaikanlage unter Berücksichtigung der Investitionsförderung 2012 in Österreich. Es wird ein Überblick über die verschiedenen Bestandteile einer Photovoltaikanlage und die Möglichkeiten der Installation gegeben. Die Förderungsmöglichkeiten und der Errichtungsprozess werden ebenso wie die Möglichkeiten der Finanzierung umrissen. Das Thema Anlagenüberwachung und Monitoring von Photovoltaikanlagen wird in einem gesonderten Kapitel behandelt. Im wirtschaftlichen Teil der Arbeit wird in einem Ersten Schritt die Theorie zur Investitionsrechnung betrachtet. In einem weiteren Schritt wird auf Basis der Kapitalwertmethode eine Variantenuntersuchung unter Berücksichtigung der Förderungen in Österreich insbesondere Oberösterreich durchgeführt. Abschließend wird eine Schlussbemerkung zu den gewonnenen Erkenntnisse gebildet.

Inhalt

Inhalt.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	V
Abkürzungsverzeichnis.....	VII
1 Einleitung	1
1.1 Motivation zur Diplomarbeit.....	1
1.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung der Diplomarbeit.....	1
1.3 Aufbau der Diplomarbeit.....	2
2 Photovoltaikanlage.....	3
2.1 Geschichte der Photovoltaik	3
2.2 Strahlungsangebot der Sonne.....	4
2.2.1 Standort und Ausrichtung der Photovoltaikanlage.....	5
2.2.2 Verschattung der Photovoltaikanlage	6
2.3 Komponenten einer Photovoltaikanlage	7
2.3.1 Solarzellen	8
2.3.1.1 Monokristalline Solarzellen	8
2.3.1.2 Polykristalline Solarzellen	9
2.3.1.3 Dünnschichtsolarmodule.....	10
2.3.1.4 CIGS - Module	10
2.3.2 Der Wechselrichter	11
2.4 Anlagearten	12
2.4.1 Netzgekoppelte Systeme	12
2.4.2 Inselsysteme	12
2.5 Installationsmöglichkeiten einer Photovoltaikanlage	13
2.5.1 Dachanlage.....	13
2.5.2 Fassadenanlage	14
2.5.3 Freiflächenanlage	14
3 Errichtungsprozess einer Photovoltaikanlage in Oberösterreich.....	17
3.1 Rechtliche Rahmenbedingungen	17
3.1.1 Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz	17

3.1.2	Oö. Bauordnung	17
3.1.3	Oö. Raumordnungsgesetz	18
3.1.4	Oö. Naturschutzgesetz	18
3.1.5	Technische Vorschriften für die Errichtung von Photovoltaikanlagen.....	18
3.2	<i>Projektablauf für die Errichtung einer Photovoltaikanlage</i>	19
4	Förderung von Photovoltaikanlagen in Österreich	21
4.1	<i>Investitionsförderung.....</i>	21
4.2	<i>Tarifförderung</i>	22
4.3	<i>Förderungen für Photovoltaik in Fertigteilhäusern</i>	24
4.4	<i>Landesförderung</i>	25
5	Gegenüberstellung Errichtungskosten, Betriebskosten und Erträge einer 2- achsig nachgeführten Freiflächenanlage und einer Aufdach-Anlage	26
5.1	<i>Technische Ausführung der Vergleichsanlagen</i>	26
5.1.1	Örtliche Rahmenbedingungen der Vergleichsanlagen	26
5.1.2	Komponenten der Auf-Dachanlage	26
5.1.2.1	Photovoltaikmodul	26
5.1.2.2	Wechselrichter	28
5.1.3	Komponenten der 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage	29
5.2	<i>Errichtungskosten der Photovoltaikanlage</i>	29
5.2.1	Errichtungskosten einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage	31
5.2.2	Errichtungskosten Aufdach-Anlage	31
5.2.3	Errichtungskosten unter Berücksichtigung der Investitionsförderungen 2012	32
5.2.4	Errichtungskosten unter Berücksichtigung der Tarifförderung vor dem 19. September 2012	33
5.3	<i>Betriebskosten der Photovoltaikanlage</i>	33
5.3.1	Betriebskosten 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage	34
5.3.2	Betriebskosten Aufdach-Anlage	35
5.4	<i>Erträge der Photovoltaikanlage.....</i>	35
5.4.1	Erträge der Aufdach-Anlage	36
5.4.2	Erträge der 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage.....	36
6	Finanzierung	38
7	Theorie zur Investitionsrechnung	40
7.1	<i>Statische Investitionsrechnung</i>	42
7.1.1	Kostenvergleichsrechnung	42
7.1.2	Gewinnvergleichsrechnung	44
7.1.3	Rentabilitätsvergleichsrechnung	45

7.1.4	Statische Amortisationsrechnung	46
7.2	<i>Dynamische Investitionsrechnung</i>	48
7.2.1	Kapitalwertmethode	49
7.2.2	Annuitätenmethode.....	51
7.2.3	Interne Zinsfußmethode.....	52
7.2.4	Dynamische Amortisationsrechnung	54
8	Wirtschaftlichkeitsvergleich von einer nachgeführten Freiflächenanlage und einer Dachanlagen	55
8.1	<i>Wirtschaftlichkeitsberechnung</i>	55
8.2	<i>Analyse der Ergebnisse</i>	69
9	Anlagenüberwachung und Monitoring von Photovoltaikanlagen	70
9.1	<i>Methode zur Anlagenüberwachung</i>	70
9.2	<i>Monitoring von Photovoltaikanlagen</i>	70
9.2.1	Monitoring ohne Messung der Einstrahlung und Temperatur.....	71
9.2.1	Monitoring mit Messung der Einstrahlung und Temperatur	71
10	Conclusio / Schlussbemerkung	72
	Literatur	73
	Internetquellen	75
	Zeitschriften/Zeitungen, Leitfäden etc.	79
	Anlagen	81
	Anlagen 1	A-1
	Anlagen 2	A-3
	Anlagen 3	A-4
	Selbstständigkeitserklärung	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Jährlich in Österreich neu installierte PV-Leistung von 1992 bis 2010....	4
Abbildung 2:	Jahressonneneinstrahlung in Österreich in kWh/m ² und Jahr.....	5
Abbildung 3:	Auswirkung von Ausrichtung und Neigung auf den Ertrag einer Photovoltaikanlage	6
Abbildung 4:	Monokristalline Solarzellen.....	9
Abbildung 5:	Polykristalline Solarzelle.....	9
Abbildung 6:	Dünnschichtmodul.....	10
Abbildung 7:	Dachanlage Ausführungsvariante Aufdachmontage	13
Abbildung 8:	Fassadenanlage.....	14
Abbildung 9:	Nachgeführte Freiflächenanlagen	15
Abbildung 10:	Schematische Darstellung einer helligkeitsabhängige Steuerung.....	16
Abbildung 11:	Übersicht Mittelverteilung für Investitionsförderung 2012.....	21
Abbildung 12:	Preisindex Photovoltaikanlagen	30
Abbildung 13:	Mehrertrag einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage.....	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Geförderte Einspeisetarife, Aufstellungsorte an Gebäuden oder Lärmschutzwänden	22
Tabelle 2:	Geförderte Einspeisetarife für Anlagen auf Freiflächen	23
Tabelle 3:	Geförderte Einspeisetarife für Anlagen die an Gebäuden angebracht sind.....	23
Tabelle 4:	Geförderte Einspeisetarife für Freiflächenanlagen.....	24
Tabelle 5:	Ermittlung der jährlichen Leistungsverluste.....	28
Tabelle 6:	Ermittlung der Photovoltaikmodulanzahl Quell: Eigene Darstellung	28
Tabelle 7:	Errichtungskosten einer 5,1 Kilowattpeak 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage.....	31
Tabelle 8:	Errichtungskosten einer 5,1 Kilowattpeak 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage.....	32
Tabelle 9:	Investitionskosten unter Berücksichtigung der Förderungen durch den Bund und das Land Oberösterreich	32
Tabelle 10:	Betriebskosten 2-achsig nachgeführter Freiflächenanlage	34
Tabelle 11:	Betriebskosten Aufdach-Anlage	35
Tabelle 12:	Ermittlung Jahreserträge Aufdach-Anlage	36
Tabelle 13:	Ermittlung Jahreserträge 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage.....	37
Tabelle 14:	Überblick Grundlagen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	56
Tabelle 15:	Ermittlung Barwert für die Variante 1.1	59
Tabelle 16:	Ermittlung Barwert für die Variante 1.2	60
Tabelle 17:	Ermittlung Barwert für die Variante 2.1	61

Tabelle 18: Ermittlung Barwert für die Einsparungen bei der Variante 2.1 und 2.2	62
Tabelle 19: Ermittlung Barwert für die Variante 2.2	63
Tabelle 20: Ermittlung Barwert für die Variante 3.1	64
Tabelle 21: Ermittlung Barwert für die Variante 3.2	65
Tabelle 22: Ermittlung Barwert für die Variante 4.1	66
Tabelle 23: Ermittlung Barwert für die Einsparungen bei der Variante 4.1 und 4.2	67
Tabelle 24: Ermittlung Barwert für die Variante 4.2	68
Tabelle 25: Überblick Wirtschaftlichkeit der einzelnen Varianten	69

Abkürzungsverzeichnis

AbF	Abzinsungsfaktor
Afa	Absetzung für Abnutzungen
Aufl.	Auflage
bzw.	beziehungsweise
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Schwefel-Selen
Fa.	Firma
ff	Fortfolgend
E-Fahrzeug	Elektrofahrzeug
EIWO	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
EN	Europäische Norm
etc.	et cetera
ETG	Elektrotechnikgesetz
ETV	Elektrotechnikverordnung
IEC	International Electrotechnical Commission
inkl.	Inclusive
Kfz	Kraftfahrzeug
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh/m²	Kilowattstunde pro Quadratmeter
kWh/m²a	Kilowattstunde pro Quadratmeter und Jahr
kW_{peak}	Kilowattpeak
max.	maximal
min.	mindestens
Mio.	Millionen
MW_{peak}	Megawattpeak
OeMag	Ökostromabwicklungsstelle

ON	Österreichische Norm
Oö.	Oberösterreich
p.a.	per anno
S.	Seite
Tab.	Tabelle
V	Volt
W/m²	Watt pro Quadratmeter
z.B.	zum Beispiel
%	Prozent

1 Einleitung

Im einleitenden Kapitel wird die Motivation, Aufgabenstellung und Zielsetzung der Diplomarbeit erläutert. In einem weiteren Unterkapitel wird der Aufbau inkl. eines kurzen Überblicks zu den einzelnen Kapiteln dieser Diplomarbeit beschrieben.

1.1 Motivation zur Diplomarbeit

Im Zuge der Errichtung von meinem Einfamilienhaus bin ich im Zuge der Planung bzw. Ausführung immer wieder in Kontakt mit dem Thema Photovoltaikanlage gekommen. Hierbei stellt sich für mich immer wieder die Frage ob eine Photovoltaikanlage wirtschaftlich sinnvoll ist. Im Zuge meiner Diplomarbeit habe ich nun die Möglichkeit mich mit dem Thema auseinander zu setzen.

Für die heutzutage oft diskutierte Frage der Reduktion von CO_2 stellt die Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlage einen durchaus sinnvollen Lösungsansatz dar. Eine wesentliche Rolle bei der CO_2 Produktion spielt die Verbrennung von fossilen Rohstoffen. Erdöl bzw. Erdgas haben einen sehr hohen Anteil bei der Deckung des Energiebedarfes mit fossilen Brennstoffen. Durch diesen stetig wachsenden Rohstoffhunger nach Erdöl bzw. Erdgas, kommt es zu einer Verknappung dieser Rohstoffe. Die Strahlungsenergie der Sonne ist im Gegensatz dazu die einzige unerschöpfliche Energiequelle der Menschheit. Die Verknappung der fossilen Brennstoffe hat zur Folge, dass die Energiepreise stetig steigen. Die Stromerzeugung in Europa basiert zu einem großen Anteil auf kalorischen Kraftwerken, welche mit immer teurer werdenden Rohstoffen betrieben werden müssen. Somit ist es grundsätzlich nachvollziehbar, dass die Strompreise für den Verbraucher stetig steigen. Aus diesem Gesichtspunkt heraus betrachtet ist der Gedanke von einer teilweisen Unabhängigkeit von den Energieversorgern ein durchaus verlockender Gedanke. Dies macht allerdings nur dann Sinn wenn dies auch wirtschaftlich vertretbar ist.

1.2 Aufgabenstellung und Zielsetzung der Diplomarbeit

Mit der vorliegenden Diplomarbeit wird die Wirtschaftlichkeit eine $5,1 \text{ kW}_{\text{peak}}$ Photovoltaikanlage untersucht. Die Ausführungsvarianten von einer 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage und einer Aufdach-Anlage werden unter Anwendung der verschiedenen Förderungsmodelle untersucht. Weiters werden Varianten mit einem kompletten Stromverkauf bzw. einer Überschusseinspeisung berechnet.

Das Ziel der gegenständlichen Diplomarbeit ist es einen Überblick über die verschiedenen Photovoltaikanlagen bzw. die zugehörigen Komponenten zu geben, die möglichen Förderungen aufzuzeigen und eine Aussage hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit zu machen.

1.3 Aufbau der Diplomarbeit

Die vorliegende Diplomarbeit gliedert sich in 10 Kapitel. Im ersten Kapitel ist die Einleitung zum Thema der Diplomarbeit abgebildet. Die allgemeinen und technischen Grundlagen der Photovoltaikanlagen werden im zweiten Kapitel behandelt. Der Errichtungsprozess einer Photovoltaikanlage in Österreich insbesondere im Land Oberösterreich ist im darauffolgenden Kapitel erläutert. Im Kapitel 4 ist die Förderungssituation in Österreich abgebildet. Die Gegenüberstellung der Errichtungskosten, Betriebskosten und Erträge einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage und einer Aufdach-Anlage erfolgt im Kapitel 5. Im nachfolgenden Kapitel wird ein kurzer Umriss zum Thema Finanzierung gegeben. Im Kapitel 7 ist die Theorie der Investitionsrechnung abgebildet. Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage erfolgt im Kapitel 8. Dieses Kapitel umfasst ebenfalls den wirtschaftlichen Vergleich der beiden Anlagenarten. Anlagenüberwachung und Monitoring von Photovoltaikanlagen hat das Kapitel 9 zum Thema. Im letzten Kapitel erfolgt eine Zusammenfassung der gegenständlichen Diplomarbeit.

2 Photovoltaikanlage

2.1 Geschichte der Photovoltaik

Der Begriff Photovoltaik lässt sich vom griechischen Wort „photos, phos = Licht“ und vom Namen des italienischen Physikers, Graf Alessandro Volta, ableiten. Volta ist der Namensgeber für die Einheit der elektrischen Spannung. Der Vorgang einer direkten Umwandlung von Sonnenlicht in Strom mittels Solarzellen wird als Photovoltaik bezeichnet.¹

Von Alexandre Edmont Becquerel wurde im Jahr 1839 bei elektrochemischen Experimenten der photoelektrische Effekt entdeckt. Die britischen Forscher Willoughby Smith und sein Assistent Joseph Mey stellten fest, dass der Halbleiter Selen durch Bestrahlung mit Licht seinen Widerstand ändert. Hierbei wurde zum ersten Mal der für die Photovoltaik relevante innere Photoeffekt festgestellt. Im Jahr 1883 wurde durch Charles Fritts ein Modul aus Selenzellen hergestellt. Dieses Modul wies einen Wirkungsgrad von knapp 1 % auf. In den darauf folgenden Jahren wurden die physikalischen Hintergründe immer besser erforscht. Daran hatte Albert Einstein, der im Jahre 1905 seine Lichtquantentheorie präsentierte, einen besonderen Anteil. Er war es, der die Erklärung für den Photoeffekt lieferte, und dafür erhielt er 1921 den Nobelpreis für Physik.²

Die erste Silizium Solarzelle wurde im Jahre 1954 durch die Herren Daryl Chapin, Calvin Fuller und Gerald Pearson der Öffentlichkeit präsentiert. Diese Solarzelle hatte einen Wirkungsgrad von rund 5 %. Mit dem Start des amerikanischen Satelliten Vanguard I begann im Jahr 1958 die praktische Anwendung von Solarzellen. Hierbei dienten diese Solarzellen als zuverlässige und dauerhafte Stromquelle für den Satelliten. Die Stromproduktion durch Solarzellen an Board der Vanguard I erfolgte bis in das Jahr 1964. Die Technologie etablierte sich in der Raumfahrt sehr schnell und wird bis heute eingesetzt.³

Auf Grund der enormen Herstellungskosten wurde diese Technologie anfangs ausschließlich in der Raumfahrt eingesetzt. In den 1970er-Jahren wurde damit begonnen, die Photovoltaik zur Versorgung von entlegenen technischen Einrichtungen, wie z. B. Sendeanlagen, einzusetzen. Durch den dramatischen Anstieg des Rohölpreises im Jahr 1973 wurde das Interesse an alternativen Energieformen deutlich stärker. Der katastrophale Störfall im Atomkraftwerk auf „Three Mile Island“ bei Harrisburg in den USA Ende März 1979 bestärkte diesen Umdenkprozess. Durch die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl im Jahre 1986 wurden die einzelnen Regierungen angehalten, die Produktionsmöglichkeiten von

¹ Vgl. Konrad, Frank: Planung von Photovoltaik - Anlagen, 1. Aufl. Wiesbaden, Friedr. Vieweg & Söhne, 2007, S. 2.

² Vgl. Mertens, Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 32ff.

³ Vgl. Ebd., S.33ff.

Energie zu überdenken. Insbesondere die USA, Japan und Deutschland verstärkten durch Förderprogramme die Forschung im Bereich der Photovoltaik⁴

Das Ökostromgesetz aus dem Jahr 2001 war Grundlage für den Beginn eines ersten Photovoltaikbooms in Österreich. Auf Grund der Deckelung der Tarifförderung bei einer kumulierten Leistung von 15 Megawattpeak kam es in den Jahren 2004 bis 2007 zu einem Rückgang der jährlich installierten Photovoltaikleistung. Auf Basis der geänderten Förderpolitik setzte ab dem Jahr 2008 ein rasanter Anstieg der installierten Photovoltaikleistung in Österreich ein. Dieser signifikante Anstieg der installierten Photovoltaikleistung wurde insbesondere durch die Investitionsanreize einzelner Bundesländer verstärkt. Im Jahr 2011 wurden in Österreich Photovoltaikanlagen mit einer kumulierten Leistung rund 91,67 Megawattpeak installiert. Dies bedeutet gegenüber dem Jahr 2010 eine beinahe Verdoppelung der installierten Anlagenleistungen. Vergleicht man die Werte mit dem Jahr 2008, so hat sich die installierte Leistung fast verzwanzigfach. Dies ist primär auf die verstärkte Förderung durch Bund und Länder zurückzuführen.⁵

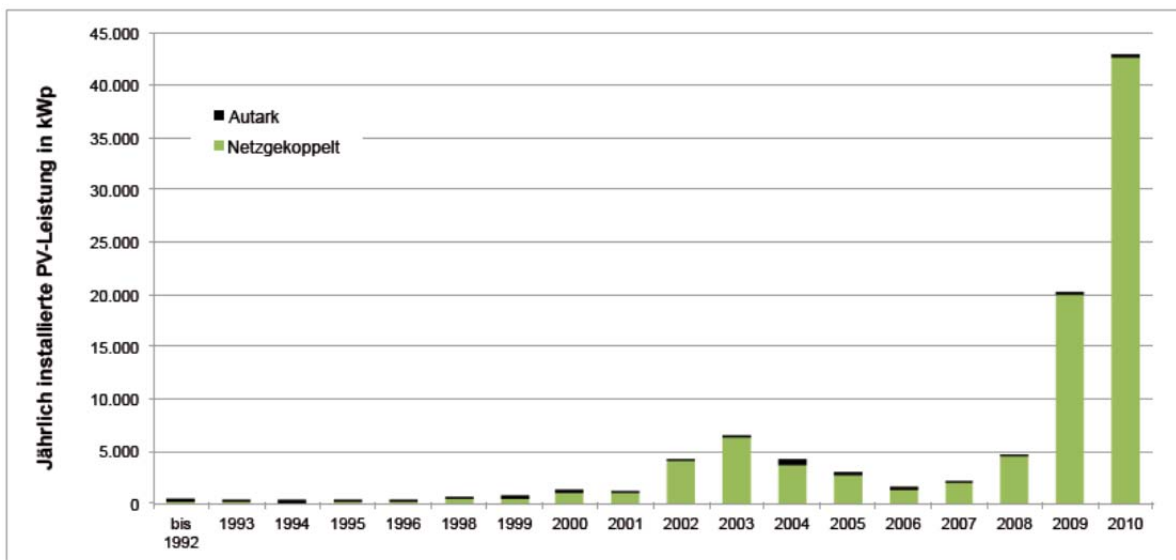


Abbildung 1: Jährlich in Österreich neu installierte PV-Leistung von 1992 bis 2010

Quelle: Photovoltaic Austria Federal Association, Url: http://www.pvaustria.at/upload/3730_Marktstatistik-2011.pdf, eingesehen am 19.06.2012

2.2 Strahlungsangebot der Sonne

Von der Sonne wird ununterbrochen Energie in Form von Strahlung zur Erde geschickt. Auf die Außenhülle der Erdatmosphäre trifft eine Strahlungsstärke von durchschnittlich 1367 Watt pro Quadratmeter auf. Dieser Wert ist vor allem vom Abstand der Erde zur Sonne abhängig. Nach Eintritt der Strahlung in die Erdatmosphäre kommt es durch

⁴ Vgl. Mertens, Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 34.

⁵ Vgl. Photovoltaic Austria, Url: http://www.pvaustria.at/upload/3730_Marktstatistik-2011.pdf eingesehen am 19.06.2012.

Streuung und Absorption zu einer Reduktion der Strahlungsintensität. Es kommt zu einer Aufteilung in die Direktstrahlung und die Diffusionsstrahlung. 61 Prozent der 1367 W/m^2 treffen als Direktstrahlung auf die Erdoberfläche auf. Als Globalstrahlung bezeichnet man die Summe der Direktstrahlung und Diffusionsstrahlung.⁶ Die Intensität der Globalstrahlung ist sehr wesentlich von den vorherrschenden Wetterbedingungen und der Jahreszeit abhängig. An Sommertagen können im günstigsten Fall um die Mittagszeit, bei hohem Sonnenstand und klarem Wetter Globalstrahlungswerte von mehr als 1000 W/m^2 in unseren Breiten erreicht werden.⁷

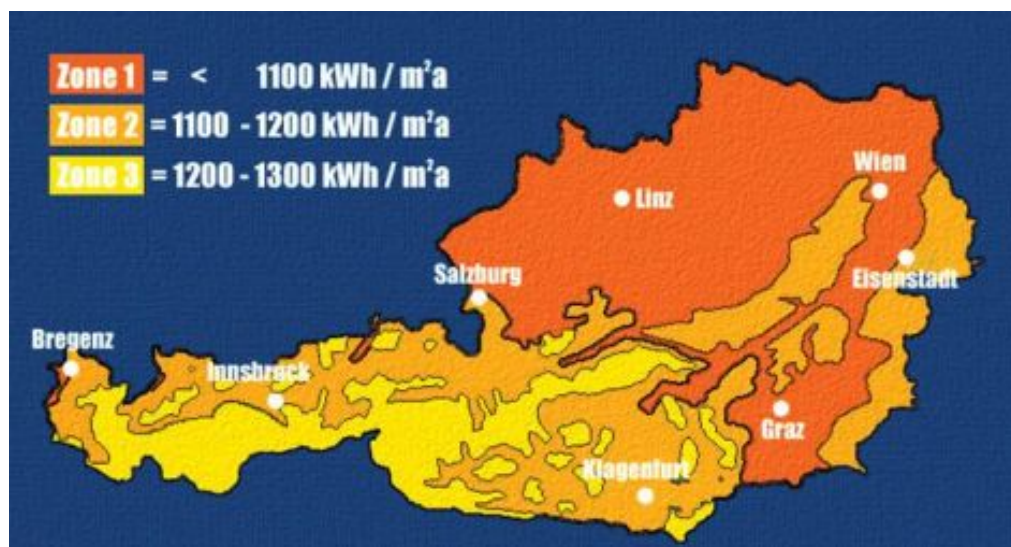


Abbildung 2: Jahressonneneinstrahlung in Österreich in kWh/m² und Jahr

Quelle: Photovoltaic Austria Federal Association, Url: <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=62> eingesehen am 24. 06 2012.

Summiert man die Globalstrahlung der einzelnen Tage eines Jahres, so erhält man die Jahresenergiemenge. Dieser Wert ist für den späteren Ertrag einer Photovoltaikanlage sehr wesentlich. In Österreich liegt er im Mittel zwischen 1.100 kWh/m^2 pro Jahr und 1.300 kWh/m^2 pro Jahr und ist regional sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 2).⁸ Im Vergleich dazu werden in Regionen um den Äquator Werte bis zu 2300 kWh/m^2 und Jahr erreicht.⁹

2.2.1 Standort und Ausrichtung der Photovoltaikanlage

Für die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage sind die Standortwahl, die Ausrichtung der Anlage und der Neigungswinkel von wesentlicher Bedeutung. Bei einer Modulneigung

⁶ Vgl. Mertens Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 40.

⁷ Vgl. Seltmann Thomas: Photovoltaik: Strom ohne Ende, 4. Aufl. Berlin, Solarpraxis AG, 2009, S. 23.

⁸ Vgl. PV macht Schule, Url: <http://www.pv-schule.at/infos-ueber-pv/photovoltaik/> eingesehen am 24.06.2012.

⁹ Vgl. Frühwald Othmar, Pokorny Daniela: Leitfaden Photovoltaische Anlagen, Gratwein 2008, S. 12.

von rund 30 Grad und einer genauen Ausrichtung der Module Richtung Süden ist ein Maximum an Energieertrag zu erzielen. Ist auf Grund der Dachausrichtung eine Abweichung vom optimalen Horizontalwinkel (Azimut) notwendig, so hat dies wesentlich geringere Auswirkungen auf den Ertrag der Anlage als Abweichungen von der idealen Modulneigung.¹⁰

Aus Abbildung 3 ist ersichtlich, welche Ertragseinbuße in Kauf genommen werden muss, wenn die Photovoltaikanlage nicht optimal montiert werden kann. Bei einer Modulneigung ab rund 60 Grad sinkt der Ertrag trotz exakter Südausrichtung auf rund 90 Prozent. Hingegen sind bei Modulen mit einer geringen Neigung die Einbußen trotz Abweichung von der Südausrichtung weitaus weniger maßgebend. Abweichungen von bis zu 60 Grad von der Südausrichtung sind mit lediglich geringen Ertragsminderungen verbunden.

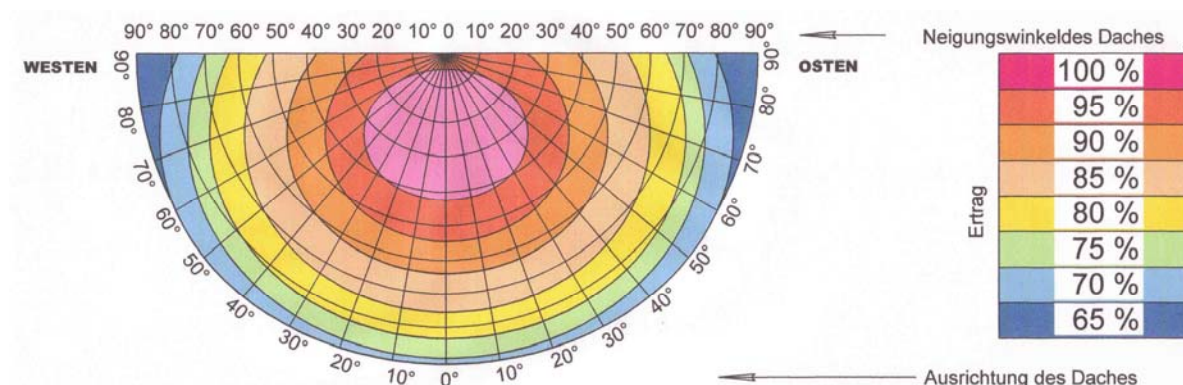


Abbildung 3: Auswirkung von Ausrichtung und Neigung auf den Ertrag einer Photovoltaikanlage

Quelle: Bode + Christ, Url: <http://www.bodechrist.de/m15/photovoltaik.htm>,
eingesehen am 10.07.2012

Ist eine wirtschaftliche Ausrichtung auf Grund der Rahmenbedingungen nicht möglich, so sollte eine nachgeführte Anlage in Betracht gezogen werden.

2.2.2 Verschattung der Photovoltaikanlage

Eine Verschattung der Photovoltaikmodule hat großen Einfluss auf die Leistung der einzelnen Module und damit auf den Energieertrag der Anlage. Es genügen bereits kleine Schatten auf einzelnen Zellen eines Moduls, um die Leistung des betroffenen Strings zu reduzieren. Deshalb muss bereits bei der Planung der Anlage und Festlegung des Montageorts neben der Ausrichtung vor allem das Auftreten von möglicher Verschattung berücksichtigt werden.¹¹

¹⁰ Vgl. Konrad Frank: Planung von Photovoltaik - Anlagen, 1. Aufl. Wiesbaden, Friedr. Vieweg & Söhne, 2007, S. 7.

¹¹ Vgl. Geist, Hans-Joachim: Photovoltaikanlagen planen, montieren, prüfen, warten, 2. Aufl. Berggau, E-Te-Verlag, 2006, S. 98.

Verschattungen lassen sich in folgende Arten einteilen:

- Temporäre Verschattung
- Eigenbedingte Verschattung
- Standortbedingte Verschattung
- Gebäudebedingte Verschattung

Unter temporären Verschattungen versteht man zum Beispiel Schnee, Laub, Staub, Vogelkot, etc. Diese Verschmutzungen sind durch einen entsprechenden Neigungswinkel der Module und die damit verbundene Selbstreinigung hintan zu halten. Bei einem Neigungswinkel von 30 Grad können solche Einbußen auf ein Minimum reduziert werden.

Eigenbedingte Verschattung der Solarmodule kommt am häufigsten bei aufgeständerten Modulen, die sich gegenseitig verschatten, vor. Diese Verschattungen sind durch entsprechende Abstände der einzelnen Module zu vermeiden. Hierbei ist besonders der Sonnenstand in den Wintermonaten zu beachten.

Standortbedingte Verschattungen werden durch im Umkreis befindliche Hindernisse, wie Nachbargebäude, Strommasten, Bäume oder Sträucher, verursacht. Hierbei ist insbesondere auf die sich laufend verändernden Bedingungen, wie z.B. Pflanzenwachstum, Bedacht zu nehmen. Aber auch nachträglich errichtete Nachbargebäude können massive Auswirkungen auf die Anlage haben.

Schatten durch Dachaufbauten, wie zum Beispiel Kamine, Antennen oder Blitzschutzanlagen, werden als gebäudebedingte Verschattung bezeichnet. Diese Verschattungen sind aufgrund ihrer Nähe zu den Modulen besonders kritisch. Durch die Nähe des Verschattungsobjekts zum Modul kann ein sogenannter Kernschatten auftreten. Dieser verursacht eine völlige Abschattung der betroffenen Module, was wiederum eine Leistungsreduktion des gesamten Strings zur Folge hat. Durch eine Optimierung der Stringverschaltung können solche Verschattungsfälle reduziert werden.¹²

2.3 Komponenten einer Photovoltaikanlage

Eine Photovoltaikanlage arbeitet grundsätzlich in drei Schritten. Im ersten Schritt erfolgt durch das Solarmodul die Erzeugung von elektrischer Energie. Dabei handelt es sich um Gleichstrom niedriger Spannung. Dieser wird in einem weiteren Schritt in netzüblichen Wechselstrom umgewandelt. Diese Umwandlung erfolgt mit Hilfe des Wechselrichters. Nach der Erzeugung und Umwandlung des Photovoltaikstromes erfolgt die Nutzung. Hierbei kann in das öffentliche Netz eingespeist werden. In diesem Fall spricht man von

¹² Vgl. Mertens, Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 232ff.

einer netzgekoppelten Anlage. Wird der Strom nicht eingespeist, sondern lokal verbraucht, so handelt es sich um ein Inselsystem.¹³

2.3.1 Solarzellen

Solarzellen sind die Grundbausteine einer Photovoltaikanlage. Diese bestehen in den häufigsten Fällen aus zwei unterschiedlich dotierten Silizium-Schichten. Über 95 % aller auf der Welt produzierten Solarzellen bestehen aus dem Halbleitermaterial Silizium (Si).¹⁴ Halbleiter sind Stoffe, die unter Zufuhr von Licht oder Wärme elektrisch leitfähig werden, während sie bei tiefen Temperaturen isolierend wirken. Zur Herstellung einer Solarzelle werden in das Halbleitermaterial Fremdatome eingebracht. Dieser Vorgang wird als Dotieren bezeichnet. Die dem Sonnenlicht zugewandte Schicht wird mit Phosphor dotiert. In dieser Schicht entsteht ein positiver Ladungsträgerüberschuss. Die darunter liegende Schicht wird mit Bor dotiert und weist somit einen negativen Ladungsträgerüberschuss auf. Durch diese unterschiedliche Dotierung entsteht an der Grenzschicht ein sogenannter pn-Übergang. Fällt Licht auf die Solarzelle, so werden Ladungsträger aus den Kristallbindungen gelöst und durch das elektrische Feld zu den äußeren Kontakten befördert. Als Folge daraus entsteht eine Spannung von etwa 0,5 Volt. Durch eine Aneinanderreihung von Solarzellen entsteht ein Solarmodul mit einer gut nutzbaren Spannung. Die Solarzellen werden im Modul gegen mechanische und sonstige Umwelteinflüsse durch einer oberflächliche Versiegelung geschützt.¹⁵

Solarzellen können in nachfolgend beschriebene Arten unterschieden werden.

2.3.1.1 Monokristalline Solarzellen

Aus einem einzelnen Siliziumstab mit völlig regelmäßiger Kristallstruktur werden die monokristallinen Solarzellen hergestellt. Von dem einzelnen Siliziumkristall werden zehntel-millimeterdünne Scheiben abgesägt. Diese als Wafer bezeichneten Scheiben werden in weiteren Arbeitsschritten zu einem Solarmodul zusammengefügt. Die Produktion von monokristallinen Solarzellen ist sehr aufwendig, weshalb sie auch vergleichsweise teuer sind. Sie erzielen einen Wirkungsgrad von 14 - 20 Prozent und zählen damit zu den effektivsten Solarzellen bei direkter Sonneneinstrahlung.¹⁶

¹³ Vgl. Seltmann, Thomas: Photovoltaik: Strom ohne Ende, 4. Aufl. Berlin, Solarpraxis AG, 2009, S. 32.

¹⁴ Vgl. Molitor, Patrik: Der Photovoltaik-Anlagen Projektleitfaden, Solaranlagen Grundwissen von A-Z, 1. Aufl. Hamburg, Diplomica Verlag GmbH, 2009, S. 35.

¹⁵ Vgl. Mertens Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 232ff.

¹⁶ Vgl. Solaranlagen-Portal, Url: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/monokristallin> eingesehen am 13.07.2012.



Abbildung 4: Monokristalline Solarzellen

Quelle: energieteam süd gmbh, Url: <http://www.energieteam-sued.de/index.php?page=Standardmodule>, eingesehen am 13.07.2012

2.3.1.2 Polykristalline Solarzellen

Polykristalline Solarzellen werden wie monokristalline Solarzellen aus Silizium hergestellt. Allerdings ist das verwendete Silizium nicht so rein wie bei monokristallinen Zellen. In einem ersten Schritt wird ein Siliziumblock gegossen. Nach Abkühlung des Siliziumblocks wird dieser in Scheiben geschnitten. Die daraus entstandenen polykristallinen Solarzellen werden dann zu einem Solarmodul zusammengeschlossen. Die Herstellung der Module ist nicht so aufwändig, und auf Grund der quadratischen Form der Siliziumscheibe entsteht bei der Produktion weniger Materialverlust, wodurch die polykristallinen Solarzellen preiswerter sind als die monokristallinen Solarzellen. In der Produktion wird weniger reines Silizium verwendet, dadurch liegt der Wirkungsgrad bei etwa 12 - 16 Prozent.¹⁷

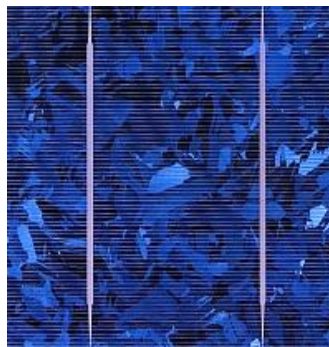


Abbildung 5: Polykristalline Solarzelle

Quelle: energieteam süd gmbh, Url: <http://www.energieteam-sued.de/index.php?page=Standardmodule>, eingesehen am 13.07.2012.

¹⁷ Vgl. Solaranlagen-Portal , Url: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/polykristallin> eingesehen am 13.07.2012

2.3.1.3 Dünnschichtsolarmodule

Bei Dünnschichtsolarmodulen wird Silizium, Cadmiumtellurid oder Kupferindiumdiselenid in einer hauchdünnen Schicht auf ein Trägermaterial aufgedampft bzw. aufgesprüht. Die Schichten sind jeweils nur rund einen Mikrometer dick. In der Herstellung wird sehr wenig Halbleitermaterial benötigt, dies macht Dünnschichtsolarmodule in der Produktion deutlich kostengünstiger. Dies wird zusätzlich durch die Möglichkeit der stark automatisierten Produktion von Dünnschichtmodulen unterstützt. Der Wirkungsgrad von Dünnschichtmodulen liegt etwa bei 6 – 10 Prozent. Hauptvorteil von Dünnschichtmodulen gegenüber mono- bzw. polykristallinen Modulen ist, dass sie bei diffusem Licht oder bei Verschattungen nur geringfügige Leistungseinbußen aufweisen.¹⁸



Abbildung 6: Dünnschichtmodul

Quelle: Salzgitter-Solar, Url: <http://www.salzgitter-solar.de/solarstrom/modultypen.html>, eingesehen am 13.07.2012

2.3.1.4 CIGS - Module

CIGS - Module sind eine Sonderform von Dünnschichtmodulen. Die Abkürzung CIGS steht dabei für die englischen Bezeichnungen der Elemente Kupfer, Indium, Gallium, Schwefel und Selen. Die Module sind aus röhrenförmig gewickelten CIGS-Folien aufgebaut und können somit aus allen Winkeln Solarstrahlung aufnehmen. Unter dem Solarmodul wird eine weiße Reflektorfolie aufgebracht, welche durch die Reflexion der Sonnenstrahlen für einen zusätzlichen Ertrag sorgt. Die Module haben einen Wirkungsgrad

¹⁸ Vgl. Solaranlagenportal, Url: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/duennschicht> eingesehen am 13.07.2012.

von 13 – 15 Prozent. Sie nutzen aber schwache Lichtverhältnisse besonders gut. Dies stellt in den Wintermonaten einen entscheidenden Vorteil dar.¹⁹

Auf Grund der Knappheit des Rohstoffs Indium ist die Massenproduktion von CIGS – Modulen nur sehr eingeschränkt möglich. Indium wird z. B. bei der Produktion von LCD Bildschirmen verwendet.

2.3.2 Der Wechselrichter

Der Wechselrichter stellt das Bindeglied zwischen den Solarmodulen und dem Stromnetz dar. Durch den Wechselrichter wird die Gleichspannung aus den Solarmodulen in Wechselspannung umgewandelt und diese in weiterer Folge in das Stromversorgungsnetz eingespeist.

Bei der Energieumwandlung geht ein Teil des Solarstroms verloren. Der Wirkungsgrad der Wechselrichter bewegt sich in der Klasse bis 10 Kilowatt Wechselstromleistung bei 96,3 Prozent und in der Klasse über 10 bis 100 Kilowatt bei 97,3 Prozent. Durch die Firma SMA Solar Technology AG wurde 2012 ein Wechselrichter mit einem Wirkungsgrad von 98,5 Prozent auf den Markt gebracht.²⁰

Je nach Wechselrichter lassen sich verschiedene Anlagenkonzepte umsetzen:

- Zentralwechselrichter
- String-Wechselrichter
- Modulwechselrichter
- Multi-String-Wechselrichter

Bei einem Zentralwechselrichter werden die einzelnen Strings parallel geschaltet und die produzierte Energie über einen zentralen Wechselrichter ins Netz eingespeist. Vorteil bei diesem Anlagenkonzept ist, dass nur ein zentraler Wechselrichter notwendig ist. Bei unterschiedlicher Verschattung der einzelnen Strings kommt es durch die Reihenschaltung in den Strings zu sogenannten Mismatching-Verlusten. Weiters ist der Aufwand für die Gleichstromverkabelung wesentlich höher als bei anderen Anlagenkonzepten.²¹

Ein String-Wechselrichterkonzept sieht pro String einen eigenen Wechselrichter vor. Hierbei wird jeder String einzeln, abhängig von seinem Maximum Power Point, geregelt.

¹⁹ Vgl. Solaranlagenportal, Url: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/cigs> eingesehen am 13.07.2012.

²⁰ Vgl. Photon, Photovoltaik-Fachwissen für die Praxis, 03/2012, S. 10ff

²¹ Vgl. Mertens Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 182.

Durch diese Variante werden der Verkabelungsaufwand der Solarmodule und die damit verbundenen Leitungsverluste deutlich reduziert.²²

Ganz auf eine Gleichstromverkabelung kann man bei einem Modul-Wechselrichter-konzept verzichten. Hierbei wird jedes Modul mit einem eigenem Wechselrichter ausgestattet. Somit kann jedes einzelne Modul individuell überwacht und im Maximum Power Point betrieben werden. Dieses Konzept sieht allerdings eine Montage der Wechselrichter im Außenbereich vor. Durch den ständigen Einfluss des Wetters auf den Wechselrichter verringert sich die Lebensdauer der Wechselrichter. Außerdem ist ein eventuell notwendiger Tausch eines Wechselrichters nur erschwert möglich.²³

Mit einem Multistring-Wechselrichter wird ein Anlagenkonzept umgesetzt, bei dem jeder String über eine separate Maximum Power Point Regelung verfügt. Die Einspeisung in das Netz erfolgt jedoch mit einer gemeinsamen Leistungselektronik und Netzüberwachung. Durch dieses Konzept ist es möglich, die unterschiedlichen Randbedingungen der einzelnen Strings besser zu berücksichtigen. Dies wird oftmals bei Anlagen angewendet, welche nach verschiedenen Himmelsrichtungen ausgerichtet sind.²⁴

2.4 Anlagearten

2.4.1 Netzgekoppelte Systeme

Ein netzgekoppeltes Photovoltaiksystem wird an das örtliche vorhandene Stromnetz angeschlossen. Wird der erzeugte Strom zur Gänze das öffentliche Stromnetz eingespeist, so spricht man von einer Volleinspeisung. Im Gegensatz wird bei einer Überschusseinspeisung lediglich der anfallende Stromüberschuss in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Die Unterscheidung der Einspeisearten ist für die Förderungsmöglichkeiten von wesentlicher Bedeutung. Im Kapitel 4 werden die unterschiedlichen Förderungsmöglichkeiten erläutert.

2.4.2 Inselssysteme

Von einem Inselssystem spricht man, wenn keine Verbindung zum öffentlichen Stromnetz vorhanden ist. Im Gegensatz zu einem netzgekoppelten System besitzen Inselssysteme einen in das System integrierten elektrischen Speicher. Der Dimensionierung des Akkumulators kommt bei Inselssystem eine wesentliche Rolle zu. Inselssysteme kommen dort zur Anwendung, wo ein Anschluss an das öffentliche Stromnetz nur erschwert möglich ist.

²² Vgl. Mertens Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 183.

²³ Vgl. Ebd.

²⁴ Vgl. Seltnann, Thomas: Photovoltaik: Strom ohne Ende, 4. Aufl. Berlin, Solarpraxis AG, 2009, S. 82.

Typische Anwendungsfälle sind z. B. Berghütten, entlegene Ferienhäuser oder Schrebergartenhäuser.

2.5 Installationsmöglichkeiten einer Photovoltaikanlage

2.5.1 Dachanlage

Auf Schrägdächern besteht grundsätzlich die Möglichkeit der Aufdachmontage und der Indachmontage. Für die Aufdachmontage sind spezielle Schienensysteme für die Befestigung der Module notwendig. Diese Montageart ist bei schon bestehenden Dächern die häufigste, da ein Umbau der Dacheindeckung nur punktuell bei den Befestigungspunkten notwendig ist. Die Indachmontage eignet sich speziell für den Neubau eines Daches. Hierbei dienen die Solarmodule als Dacheindeckung und sind vollständig in das Dach integriert.²⁵



Abbildung 7: Dachanlage Ausführungsvariante Aufdachmontage

Quelle: Photovoltaik.org, Url: <http://www.photovoltaik.org/news/foerderung/photovoltaik-bleibt-auch-zukunft-interessant-12221>, eingesehen am 11.02.2013

Für die Montage der Module auf Flachdächern bzw. nur leicht geneigten Dächern sind spezielle Unterkonstruktionen notwendig. Durch diese Unterkonstruktionen ist eine optimale Gestaltung der Anlage hinsichtlich der Ausrichtung, Reinigung, Hinterlüftung und des Ertrags möglich.²⁶

²⁵ Vgl. Kronzucker, Gordon: Solar Ratgeber Kompendium der Photovoltaik, 2. Aufl. Norderstedt, Books on Demand GmbH, 2010, S. 42ff.

²⁶ Vgl. Konrad, Frank: Planung von Photovoltaik - Anlagen, 1. Aufl. Wiesbaden, Friedr. Vieweg & Söhne, 2007, S. 39.

2.5.2 Fassadenanlage

Eine Fassadenanlage sieht eine Montage oder Integration der Module an der Gebäudehülle vor. Hierbei dienen die Photovoltaikmodule als Gestaltungselemente und sind in die Architektur eines Gebäudes integriert. Durch die senkrechte Anordnung der Module sind Ertragseinbußen von etwa 30 Prozent gegenüber einer mit 30 Grad Neigung und nach Süden ausgerichteten Anlage zu erwarten.²⁷

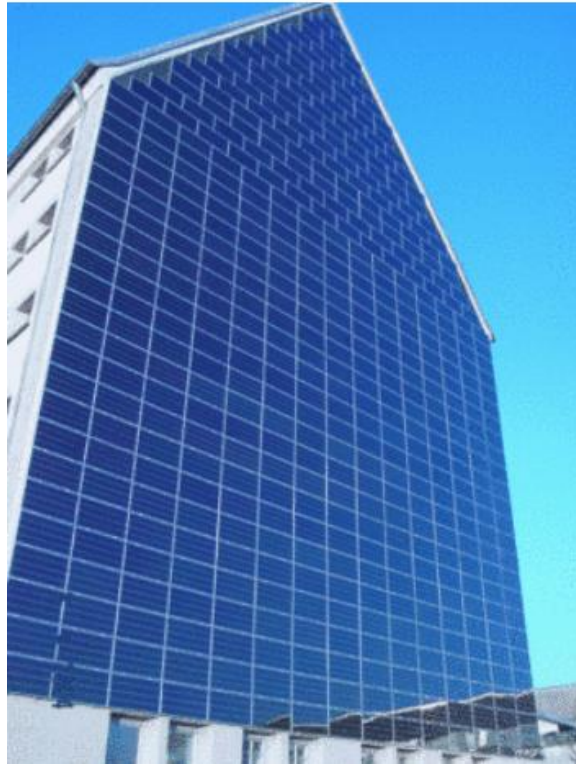


Abbildung 8: Fassadenanlage

Quelle: Sunsolartec, Url: <http://www.sunsolartec.de/PV-Objekte.html>,
eingesehen am 11.02.2013.

2.5.3 Freiflächenanlage

Unter Freiflächenanlagen versteht man Anlagen, die nicht auf Gebäuden, sondern auf einer freien Fläche errichtet werden. Diese Anlagen können als starre und nachgeführte Anlagen ausgeführt werden. Die Nachführung der Anlage erfolgt ein- bzw. zweiachsig. Zweiachsige Anlagen produzieren einen deutlichen Mehrertrag gegenüber einer starren Dachanlage.

²⁷ Vgl. Photovoltaik-Fibel 2012, Herausgeber und Medieninhaber: Klima- und Energiefonds, www.klimafonds.gv.at, S. 12ff.



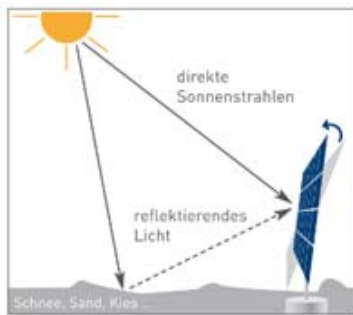
Abbildung 9: Nachgeführte Freiflächenanlagen

Quelle: E-Tech, Url: <http://www.etech.at/leistungen/photovoltaik/meine-photovoltaikanlage/montagearten.html>, eingesehen am 11.02.2013

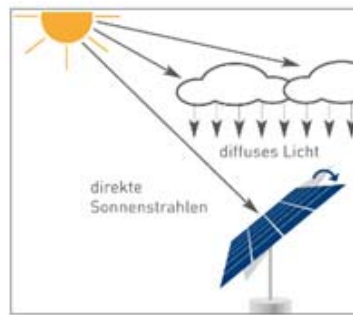
Ein wesentlicher Bestandteil der Nachführung ist die Steuerung dieser. Die meisten Anlagen verwenden eine astronomische Nachführung, bei der, ausgehend vom Standort der Anlage, dem aktuellen Datum und der Uhrzeit, der jeweilige Sonnenstand exakt berechnet und die Modulfläche über 2 Drehachsen optimal positioniert wird. Die Helligkeitsnachführung basiert dagegen auf einem Lichtsensor, der ständig die Intensität und den Winkel der einfallenden Lichtstrahlen misst und die Anlage danach ausrichtet. Dabei werden Einflüsse wie beispielsweise Licht, das durch Schnee reflektiert wird, oder diffuse Einstrahlung berücksichtigt (Abbildung 10). Mit helligkeitsabhängigen Steuerungen sind Mehrerträge von bis zu 46 Prozent gegenüber starren Dachanlagen erzielbar.²⁸ Diese Ergebnisse wurden durch den spanischen Solarparkbetreiber Picanda Solar ermittelt. Hierbei wurden identische Module, die einerseits starr auf einem Dach eines Industriegebäudes und andererseits auf einem DEGERtraker vom Typ 5000NT (Nachführanlage) installiert waren, verglichen. Der Traker erreichte am selben Standort $2.200 \text{ kWh/kW}_{\text{peak}}$ gegenüber der starren Anlage mit $1.500 \text{ kWh/kW}_{\text{peak}}$.²⁹

²⁸ Vgl. DEGERenergie, Url: <http://www.degerenergie.de/de/solar-tracking.html> eingesehen am 11.02.2013.

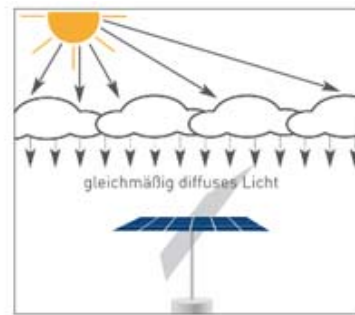
²⁹ Vgl. Presseanzeiger, Url: <http://www.presseanzeiger.de/pm/Spanischer-Solarpark-Betreiber-bestaetigt-DEGERenergie-Systeme-299940> eingesehen am 11.02.2013.



Schnee und helle Untergründe:
Das DEGER Nachführsystem nutzt direkte Lichteinstrahlung wie auch Energie von reflektiertem Licht.



Leichte Bewölkung: Neben der direkten Sonneneinstrahlung wird auch diffuses Licht optimal genutzt.



Leichte Bewölkung: Neben der direkten Sonneneinstrahlung wird auch diffuses Licht optimal genutzt.

Abbildung 10: Schematische Darstellung einer helligkeitsabhängige Steuerung

Quelle: DEGERenergie, Url: <http://www.degerenergie.de/de/hoeherer-ertrag-wie.html>
eingesehen am 11.02.2013

3 Errichtungsprozess einer Photovoltaikanlage in Oberösterreich

3.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Für die Errichtung einer Photovoltaikanlage in Oberösterreich ist eine Vielzahl an gesetzlichen Errichtungsvorschriften zu beachten. Die gesetzlichen Vorgaben werden durch das jeweilige Bundesland erlassen und können dadurch recht unterschiedlich sein.

3.1.1 Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz

Grundsätzlich fallen Stromerzeugungsanlagen in Oberösterreich unter das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006. Dieses Gesetz gilt unabhängig davon, ob die Anlage netzgekoppelt ist oder eine Inselösung darstellt. Mit der EIWOG-Novelle 2012 sind Energieerzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von < 50 kW weder anzeigepflichtig noch bewilligungspflichtig. Für Anlagen, die eine Engpassleistung von > 50kW aufweisen, ist durch eine fachkundige Person ein Projekt zu erstellen und dieses bei der Oö. Landesregierung einzureichen.³⁰

3.1.2 Oö. Bauordnung

Für die Errichtung von Photovoltaikanlagen bestehen gemäß Oö. Bauordnung weder eine Bewilligungs- noch eine Anzeigepflicht, soweit diese dem Oö Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz unterliegen. Wobei hierbei zu beachten ist, dass die Stromerzeugungsanlage bautechnischen und raumordnungsrechtlichen Vorschriften nicht widersprechen darf. Die Bauanzeigepflicht für frei stehende Anlagen bis 30 kW und einer Gesamthöhe von mehr als 2 m über Gelände entfällt mit der Novelle 2012 zur Oö Bauordnung. Für Freiflächenanlagen sind bei einer Projektierung in der Flächenwidmungskategorie Grünland das Oö. Raumordnungsgesetz und in Sonderfällen das Oö. Naturschutzgesetz einzuhalten.³¹

³⁰ Vgl. Photovoltaik – Positionspapier der Oö Umweltanwaltschaft, Herausgeber und Medieninhaber: Oö Umweltanwaltschaft, www.ooe-umweltanwaltschaft.at, eingesehen am 05.03.2013.

³¹ Vgl. Ebd.

3.1.3 Oö. Raumordnungsgesetz

Für Aufdach- bzw. gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen besteht keine Widmungspflicht. Photovoltaikfreiflächenanlagen mit einer Anlagenleistung von mehr als 5 kW benötigen eine Sonderwidmung im Grünland.³²

3.1.4 Oö. Naturschutzgesetz

Photovoltaikfreiflächenanlagen sind gemäß Oö. Naturschutzgesetz grundsätzlich im Grünland nicht bewilligungspflichtig. Wird beabsichtigt, eine Photovoltaikanlage in Bereichen von Mooren, Feuchtwiesen sowie Trocken-, Halbtrockenflächen zu errichten, so ist für solche Anlagen eine Bewilligung gemäß Oö. Naturschutzgesetz notwendig. Bewilligungspflicht ist in geschützten Bereichen von Seen und Flüssen ebenfalls gegeben.³³

3.1.5 Technische Vorschriften für die Errichtung von Photovoltaikanlagen

Die Errichtung und Installation von Photovoltaikanlagen hat grundsätzlich nach den gültigen EN-, OVE/ONORM- Bestimmungen zu erfolgen. Diese Bestimmungen sind im Elektrotechnikgesetz (ETG) und in der Elektrotechnikverordnung (ETV) geregelt.³⁴

Für die Planung, Errichtung und Überwachung von photovoltaischen Erzeugungsanlagen stellt die OVE/ONORM E 8001-4-712 eine der wesentlichsten Vorschriften dar. In der europäischen Vorschrift IEC 60364 und deren nationalen Umsetzung durch die OVE/ONORM E 8001-6 sind die Regelungen bezüglich Erstprüfung, wiederkehrende und außerordentliche Prüfungen und Anlagenbuch bzw. Prüfberichte festgelegt. Das Anlagenbuch und der E-Befund sind bundesweit geltende Prüfungsprotokolle.³⁵

Photovoltaikanlagen, die parallel zum öffentlichen Verteilernetz betrieben werden, sind grundsätzlich nach den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) sowie nach den Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt (TAEV) zu errichten. Diese Bedingungen sind je nach Netzbetreiber unterschiedlich.

³² Vgl. Photovoltaik – Positionspapier der Oö. Umwelthanwaltschaft, Herausgeber und Medieninhaber: Oö. Umwelthanwaltschaft, www.ooe-umwelthanwaltschaft.at, eingesehen am 05.03.2013.

³³ Vgl. Ebd.

³⁴ Vgl. Photovoltaic Austria Federal Association, Url: http://www.pvaustria.at/upload/1081_Rumplmayr_Richtlinien%20und%20Normen%20071127.pdf, eingesehen am 05.03.2013.

³⁵ Vgl. Photovoltaik-Fibel 2012, Herausgeber und Medieninhaber: Klima- und Energiefonds, www.klimafonds.gv.at.

3.2 Projektablauf für die Errichtung einer Photovoltaikanlage

Der Projektablauf für die Errichtung einer Photovoltaikanlage ist grundsätzlich abhängig von der Wahl des Förderungsmodells. Die einzelnen Projektschritte für die Errichtung einer Photovoltaikanlage lassen sich je nach gewähltem Förderungsmodell wie folgt abbilden:

- **Projektablauf bei einer Tarifförderung im Rahmen des Ökostromgesetzes:** ³⁶
 1. Abklärung von grundsätzlichen Fragen wie Anlagengröße, Standort für Wechselrichter, Leitungsführung, ...
 2. Einholen konkreter Angebote und Vergleich (Komplettangebote: Installateur, Dachdecker, Elektriker u. allfällige Arbeiten).
 3. Klärung der Finanzierung mit Banken (Versicherung, ...)
 4. Mitteilung an die Gemeinde, in der die Anlage errichtet wird, oder die Erwirkung einer Baugenehmigung.
 5. Technische Abklärung mit zuständigem Netzbetreiber. Netzzugangsvertrag abschließen.
 6. Anerkennungsantrag für eine Ökostromanlage an das Amt der Landesregierung stellen.
 7. Förderantrag bei der OeMAG stellen. Zu finden unter OeMAG-Förderantrag
Wichtig: Der Anerkennungsbescheid für eine Ökostromanlage kann zwar binnen 6 Wochen nach Förderungsantrag bei der OeMAG nachgereicht werden, muss aber ein Datum vor der Antragstellung aufweisen, sonst verfällt der Förderungsantrag bei der OeMAG.
 8. Entscheidung der OeMAG über die Genehmigung der Tarifförderung abwarten.
 9. Auftragsvergabe und Errichtung der Anlage innerhalb von 12 Monaten (bei späterer Errichtung noch einmal die Laufzeit und Gültigkeit der Netzzugangsvereinbarung klären).
 10. Netzparallelschaltung durch den Netzbetreiber (inklusive Installation eines eigenen Stromzählers).

³⁶ Photovoltaic Austria Federal Association, Url: <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=78>, eingesehen am 05.03.2013

- **Projektablauf bei einer Investitionsförderung durch die Länder:**³⁷

1. Abklärung von grundsätzlichen Fragen wie Anlagen-Größe, Situierung am Gebäude (Dachneigung, Orientierung, Integration und anderes). Möglichen Standort für Wechselrichter und Leitungsführung prüfen. Unterstützung: durch ausführende Fachfirmen und technische Büros.
2. Einholen konkreter Angebote und Vergleich (Komplettangebote: Installateur, Dachdecker, Elektriker u. allfällige Arbeiten).
3. Klärung der Finanzierung mit Banken (Versicherung, ...)?
4. Antrag auf Investitionsförderung bei den zuständigen Stellen des Bundeslandes, in dem die Anlage errichtet wird, stellen.
5. Baugenehmigung bei der zuständigen Baubehörde erwirken.
6. Anschlussantrag stellen.
7. Rückmeldung und Bestätigung abwarten.
8. Für Anlagen größer als 5,0 kW_{peak} ist ein Anerkennungsantrag für eine Ökostromanlage an das Amt der jeweiligen Landesregierung zu stellen.
9. Anerkennung als Ökostromanlage erfolgt mittels Bescheid durch das Amt der Landesregierung.
10. Vertragsabschluss mit Ökostrombilanzgruppen-Verantwortlichen.
11. Auftragsvergabe
12. Netzparallelschaltung durch den Netzbetreiber (inklusive Installation eines eigenen Stromzählers).

³⁷ Photovoltaic Austria Federal Association, Url: <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=78>, eingesehen am 05.03.2013

4 Förderung von Photovoltaikanlagen in Österreich

Wie in vielen anderen Ländern der Europäischen Union wird in Österreich die Errichtung von Photovoltaikanlagen durch Mindestpreissysteme oder Investitionszuschüsse gefördert. Durch ein solches Fördersystem war es z.B. Deutschland möglich, sich als eines der führenden Länder in der Photovoltaiktechnik zu etablieren. Und dies obwohl die Voraussetzungen in Deutschland hinsichtlich des solaren Strahlungsangebotes wesentlich schlechter sind als in südeuropäischen Ländern.³⁸

In Abhängigkeit von der Anlagenleistung ist in Österreich die Wahl zwischen einer Investitionsförderung oder einer Tarifförderung möglich. Durch die Länder bzw. Gemeinden wird die Errichtung von Photovoltaikanlagen sehr unterschiedlich bzw. gar nicht gefördert. Die Förderungen durch die Länder bzw. Gemeinden sind in den letzten Jahren als rückläufig zu bewerten.

Die nachfolgenden Daten beziehen sich auf die Förderungsmöglichkeiten für Privatpersonen und Förderungshöhen aus dem Jahr 2012.

4.1 Investitionsförderung

Durch den Staat Österreich wurden in Summe 25,5 Mio. Euro für die Förderaktion „Photovoltaik-Anlage 2012“ durch den Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung zur Verfügung gestellt. Die Aufteilung des Gesamtbudgets auf die einzelnen Bundesländer stellt sich wie folgt dar:

Bundesland	Mittelverteilung in Euro
Burgenland	1.413.900
Kärnten	1.950.000
Niederösterreich	6.739.700
Oberösterreich	4.470.600
Salzburg	1.461.800
Steiermark	4.025.700
Tirol	1.912.300
Vorarlberg	1.107.300
Wien	2.418.700

Abbildung 11: Übersicht Mittelverteilung für Investitionsförderung 2012

Quelle: Klimafonds, Url: www.klimafonds.gv.at/pv2012, eingesehen am 05.03.2013

³⁸ Vgl. Held Anne: Politikinstrumente zur Förderung erneuerbarer Energien, 1. Aufl., Saarbrücken, VDM Verlag Dr. Müller, 2007, S. 42.

Es werden ausschließlich Photovoltaikanlagen im Netzparallelbetrieb, deren Strom für eine überwiegend private Nutzung vorgesehen ist, gefördert. Die installierte Größe der Photovoltaikanlage ist grundsätzlich nicht beschränkt. Allerdings wird nur bis zu einer maximalen Anlagengröße von 5 kW_{peak} gefördert. Eine weitere Grundvoraussetzung ist die Anerkennung der Photovoltaikanlage als Ökostromanlage durch die oberösterreichische Landesregierung.

Die Höhe der Förderung richtet sich nach der Art der Installation. Freistehende- oder Aufdach-Anlagen werden mit 800 Euro pro kW_{peak} pauschal gefördert. Für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen wird eine Förderung von 1.000 Euro pro kW_{peak} gewährt. Die Förderung versteht sich als nicht rückzahlbarer Direktzuschuss.³⁹

4.2 Tarifförderung

Im Ökostromgesetz ist die bundesweite Tarifförderung für Photovoltaikanlagen geregelt. Für eine Tarifförderung ist eine Volleinspeisung des produzierten Stromes notwendig. Die Höhe der Förderung ergibt sich auf Basis der in das Netz eingespeisten Strommenge. Der erhöhte laufende Einspeisetarif gilt nach Vertragsabschluss für die nächsten 13 Jahre. Die Vertragsabwicklung und die Auszahlung erfolgt durch die Ökostromabwicklungsstelle (O-eMag). Jährlich wird per Verordnung durch die Bundesregierung die Höhe des Einspeisetarifes festgelegt.

Mit 1.1.2012 ist die Ökostromverordnung 2012 (ÖSVO 2012) in Kraft getreten. Von dieser Verordnung sind ausschließlich netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit einer kumulierten Modulleistung von größer 5kW_{peak} erfasst. In der nachstehenden Tabelle sind die Förderungstarife gemäß der ÖSVO 2012 überblicksmäßig abgebildet:

Photovoltaikanlagen, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind:	
Anlagengröße über 5 kW _{peak} bis einschließlich 20 kW _{peak}	27,60 Cent pro kWh
Anlagengröße über 20 kW _{peak}	23,00 Cent pro kWh

Tabelle 1: Geförderte Einspeisetarife, Aufstellungsorte an Gebäuden oder Lärmschutzwänden

Quelle: Vgl. Ökostromverordnung 2012, ÖSVO 2012 BGBl. II
Verordnung Nr. 471/2011 in der Fassung vom 30.12.2011, § 5

³⁹ Vgl. Leitfaden Photovoltaik-Anlagen 2012, Herausgeber und Medieninhaber: Klima- und Energiefonds, www.klimafonds.gv.at/pv2012, Seite 3

Photovoltaikanlagen, die nicht ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind:	
Anlagengröße über 5 kW _{peak} bis einschließlich 20 kW _{peak}	25,00 Cent pro kWh
Anlagengröße über 20 kW _{peak}	19,00 Cent pro kWh

Tabelle 2: Geförderte Einspeisetarife für Anlagen auf Freiflächen

Quelle: Vgl. Ökostromverordnung 2012, ÖSVO 2012 BGBl. II
Verordnung Nr. 471/2011 in der Fassung vom 30.12.2011, § 5

Als Voraussetzung für die Gewährung des erhöhten Einspeisetarifes sind folgende Punkte zu erfüllen⁴⁰:

- Vorliegen sämtlicher erforderlicher Bewilligungen bzw. Anzeigen.
- Die Photovoltaikanlage ist als Ökostromanlage anerkannt. Anerkennungsbescheid gemäß § 7 Ökostromgesetz liegt vor.
- Ein Förderantrag bei der OeMAG wurde gestellt.
- Ein ausreichendes Förderungskontingent bei der OeMAG steht zur Verfügung.

Mit 19. September 2012 ist gemäß Bundesgesetzblatt II Nr. 307/2012 eine Novelle der Ökostromverordnung in Kraft getreten. Diese sieht geänderte Fördertarife bzw. Rahmenbedingungen für diese vor. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die geänderten Rahmenbedingungen bzw. Tarife:

Photovoltaikanlagen, die ausschließlich an oder auf einem Gebäude angebracht sind:	
über 5 kW _{peak} bis 500 kW _{peak} gültig vom 19.09. 2012 bis 31.12.2012	19,70 Cent pro kWh
über 5 kW _{peak} bis 500 kW _{peak} ab 01.01.2013	18,12 Cent pro kWh

Tabelle 3: Geförderte Einspeisetarife für Anlagen, die an Gebäuden angebracht sind

Quelle: Vgl. Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012, ÖSET-VO 2012 BGBl. II
Verordnung Nr.307/2012 in der Fassung vom 18.09.2012, § 5

⁴⁰ Vgl. Leitfaden 2012 für Förderung von Photovoltaikanlagen in Oberösterreich, Herausgeber und Medieninhaber: Amt der Oö. Landesregierung, S. 6.

Zusätzlich zur Tarifförderung von Photovoltaikanlagen die ausschließlich an oder auf einem Gebäude angebracht sind, wird ein einmaliger Investitionszuschuss in der Höhe von 30 Prozent der Investitionskosten, höchstens jedoch 200 Euro/kW gewährt. Daraus abgeleitet, ergibt sich ein jährlicher Fördertarif von etwa 21,96 Cent/kWh bzw. 20,20 Cent/kWh im Jahr 2013.⁴¹

Photovoltaikanlagen auf Freiflächen:	
über 5 kW _{peak} bis 500 kW _{peak} gültig vom 19.09. 2012 bis 31.12.2012	18,43 Cent pro kWh
über 5 kW _{peak} bis 500 kW _{peak} ab 01.01.2013	16,59 Cent pro kWh

Tabelle 4: Geförderte Einspeisetarife für Freiflächenanlagen
 Quelle: Vgl. Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 , ÖSET-VO 2012 BGBl. II
 Verordnung Nr.307/2012 in der Fassung vom 18.09.2012, § 5

Die Voraussetzungen für die Gewährung des erhöhten Einspeisetarifes sind mit der Novellierung unverändert geblieben.

4.3 Förderungen für Photovoltaik in Fertigteilhäusern

Im Jahr 2012 wurde zwischen dem 26. April und dem 30. November durch die österreichische Bundesregierung eine Förderaktion für die Errichtung von gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen in Fertighäusern privater Haushalte gestartet. Durch den Klima- und Energiefonds wurden für die Förderaktion „Gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlagen in Fertighäuser 2012“ insgesamt 300.000 Euro zur Verfügung gestellt.⁴²

Gefördert werden vorinstallierte gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen im Zuge der Errichtung bzw. Erwerbes eines Fertighauses. Es müssen mindestens 50 Prozent als gebäudeintegrierte Photovoltaikanlage ausgeführt werden. Die Photovoltaikanlage muss an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sein und zum überwiegenden Teil privat genutzt werden. Die Größe der Photovoltaikanlage ist nicht beschränkt, jedoch werden maximal 5 kW_{peak} gefördert. Weiters muss das Fertighaus einer der nachfolgenden Anforderungen entsprechen:

- Passivhaus gemäß Passiv-Projektierungspaket oder

⁴¹ Vgl. Photovoltaic Austria Federal Association, Url: <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=70>, eingesehen am 05.03.2013

⁴² Vgl. Leitfaden Gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlagen in Fertighäusern 2012, Herausgeber und Medieninhaber: Klima- und Energiefonds, S. 3.

- deklariertes „klima:aktiv“ – Haus, oder es erfüllt folgende Kriterien:
 - der spezifische Heizwärmebedarf (Referenzklima) beträgt lt. Energieausweis (lt. ÖNORM H 5055 und Richtlinie 2002/91/EG) max. 30 kWh/m²a und
 - der Wärmebedarf wird über einen Biomassekessel, eine Solaranlage, eine Wärmepumpe, einen Fernwärmeanschluss oder den Einsatz eines Gas- bzw. Ölbrennwertkessels bereitgestellt und
 - es ist eine Lüftungsanlage vorhanden.⁴³

Sollte das Fertighaus über eine Kfz Stellfläche verfügen, so ist eine Lademöglichkeit für Elektrofahrzeuge vorzusehen.

Die Förderung wird in Form eines nicht rückzahlbaren Pauschalbetrages gewährt. Gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen werden mit 950 Euro/kW_{peak} und Aufdach-Anlagen bzw. aufgeständerte Anlagen mit 800 Euro/kW_{peak} vergütet.⁴⁴

4.4 Landesförderung

Durch das Land Oberösterreich werden im Jahr 2012 netzgekoppelte Photovoltaikanlagen, die im Zuge der „Klima- und Energiemodellregion – Ausschreibung 2012“ neu errichtet werden, gefördert.

Die Höhe der Landesförderung beträgt 100 Euro pro Kilowattpeak (200 Euro pro Kilowattpeak bei einem Bürgerbeteiligungsmodell) und wird zusätzlich zur Bundesförderung durch den Klima- und Energiefonds gewährt. Jedoch darf der kumulierte Wert der Bundes- und Landesförderung maximal 75 Prozent der energierelevanten Investitionskosten betragen. Die Investitionskosten werden als Nettosumme betrachtet.⁴⁵

Eine Kombination der Landesförderung mit der Tarifförderung durch die Bundesregierung, wie im Punkt 4.2 beschrieben, ist nicht zulässig.

⁴³ Vgl. Leitfaden Gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlagen in Fertighäusern 2012, Herausgeber und Medieninhaber: Klima- und Energiefonds, S. 3.

⁴⁴ Vgl. Ebd.

⁴⁵ Vgl. Land Oberösterreich, Url: http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/ooe/hs.xsl/115743_DEU_HTML.htm eingesehen am 10.03.2013

5 Gegenüberstellung Errichtungskosten, Betriebskosten und Erträge einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage und einer Aufdach-Anlage

5.1 Technische Ausführung der Vergleichsanlagen

Ziel dieser Arbeit ist es, eine Aufdach-Anlage und eine 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage unter Berücksichtigung der Förderungsmöglichkeiten im Jahr 2012 in Oberösterreich wirtschaftlich zu vergleichen. Die für die Berechnung als Grundlage dienenden Anlagenkonfigurationen bzw. örtlichen Rahmenbedingungen werden in den nachfolgenden Unterpunkten erläutert.

5.1.1 Örtliche Rahmenbedingungen der Vergleichsanlagen

Als Grundlage für die weiteren Betrachtungen habe ich als Standort der Photovoltaikanlagen meine Wohngemeinde „Alberndorf in der Riedmark“ ausgewählt. Alberndorf in der Riedmark liegt auf einer Seehöhe von 574 Metern über der Adria.

Für die Ertragsberechnungen der Aufdach-Anlage wird von einer um 30 Grad von Süden abweichenden Ausrichtung und einer Dachneigung von 45 Grad ausgegangen. Eine Verschattungsmöglichkeit der Anlage ist nicht gegeben.

5.1.2 Komponenten der Auf-Dachanlage

Die zwei wesentlichen Bestandteile einer Photovoltaikanlage sind die Photovoltaikmodule und der Wechselrichter. Die Produktanzahl an Photovoltaikmodulen und Wechselrichtern am Photovoltaikmarkt ist schier unerschöpflich. Aufgrund dieser Vielfalt an Photovoltaikkomponenten ist es unmöglich, alle Anforderungen an die Module bzw. an den Wechselrichter bei deren Auswahl zu berücksichtigen. Fachzeitschriften, wie „Photon Das Solarstrommagazin“ oder ihre Schwesterpublikation „Photon Profi“, geben hierfür gute Anhaltspunkte bei der Auswahl der einzelnen Komponenten. Für die Vergleichsanlagen wurden die selbigen Photovoltaikmodule und ein baugleicher Wechselrichter ausgewählt.

5.1.2.1 Photovoltaikmodul

Als Photovoltaikmodul wird ein Standardmodul der Firma Kyocera vom Typ „KD245GH-2YB“ ausgewählt. Die Firma Kyocera zählt zu den Pionieren der Photovoltaikbranche. Seit mittlerweile mehr als 30 Jahre betreibt die Firma Kyocera eine Serienproduktion von po-

lykristallinem Silizium Solarzellen.⁴⁶ Kyocera ist eines der wenigen Unternehmen, welches sämtliche Produktionsschritte selbst durchführt und keine Zwischenprodukte zukauft.⁴⁷

Der hohe Qualitätsstandard der Kyocera-Module wurde durch eine Langzeittestreihe des TÜV Rheinland bestätigt. Hierbei hat ein Modul alle Prüfungen in den vier Kategorien „Feuchte-Wärme“, „Temperaturwechsel“, „Feuchte-Frost“ und „Bypass-Dioden“ durchlaufen und nicht wie sonst üblich je Kategorie ein Modul. Somit waren die Testanforderungen deutlich höher als bei den Testreihen, die gemäß der IEC 61215 Norm durchgeführt werden. Nach der Testreihe wies das Modul trotz der enormen Belastung eine konstante Ausgangsleistung auf.⁴⁸

Langzeitteste von Kyocera belegen, dass die Photovoltaikmodule wesentlich geringere Leistungsverluste aufweisen als die gemäß Herstellerdatenblatt garantierten Modulleistungen. Die Photovoltaikanlage in Sakura in Japan weist nach 25 Jahren Betrieb eine Degradation der Leistung von durchschnittlich 9,6 Prozent auf.⁴⁹ Ähnlich verhält sich eine Anlage im französischen Lhuis, diese hat nach 20 Betriebsjahren einen durchschnittlichen Leistungsverlust von 8,3 Prozent gegenüber ihrer ursprünglichen Leistung.⁵⁰

Unter Anwendung der umgewandelten Zinseszinsformel lässt sich für die beiden Projekte der durchschnittliche Leistungsverlust in Prozent pro Jahr errechnen.

$$i = \sqrt[n]{\frac{K_n}{K_0}} - 1$$

i = Zinssatz als Dezimalangabe

n = Laufzeit in Jahre

K₀ = Anfangskapital

K_n = Endkapital

⁴⁶ Vgl. Kyocera, Url: <http://www.kyocerasolar.de/index/products/innovation.html>, eingesehen am 08.04.2013

⁴⁷ Vgl. Kyocera, Url: <http://www.kyocerasolar.de/index/products.html>, eingesehen am 08.04.2013

⁴⁸ Vgl. Kyocera Solartechnologie mit Qualitätsvorsprung, Url: http://www.kyocerasolar.de/index/products/download/German.-cps-2178-files-75315-File.cpsdownload.tmp/Kyocera_Qualitätsbroschüre_Mai%202012_DE.pdf, eingesehen am 08.04.2013

⁴⁹ Vgl. Ebd., eingesehen am 08.04.2013.

⁵⁰ Vgl. Kyocera Pressemitteilung, Url: http://www.kyocerasolar.de/index/news/previous_news/news_archive_detail.L3NvbGFyX2VsZWNOcmliX3N5c3RlbXMvbmV3cy8yMDEyL0Vyc3RlX1NvbGFyYW5sYWdlX2luX0ZyYW5rcmVpY2hfXzlwX0phaHJlX3NhdWJlcmVfRW5lcmdpZV9taXRfS3lvY2VyYV9Tb2xhcm1vZHVzZW4~.html, eingesehen am 08.04.2013.

Projekt	Durchschnittlicher jährlicher Leistungsverlust
Sakura (Japan)	0,4196 Prozent
Lhuis (Frankreich)	0,4550 Prozent

Tabelle 5: Ermittlung der jährlichen Leistungsverluste

Quelle: Eigene Darstellung

Abgeleitet aus diesen Berechnungsergebnissen, wird den weiteren Berechnungen in den nachfolgenden Kapiteln ein jährlicher Leistungsverlust von 0,5 Prozent der Photovoltaikmodulleistung zu Grunde gelegt.

Für die Gewährung einer Tarifförderung durch die Abwicklungsstelle für Ökostrom ist eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von mehr als 5,0 Kilowattpeak notwendig.

Ermittlung der benötigten Photovoltaikmodule für die Gewährung einer Tarifförderung durch die Abwicklungsstelle für Ökostrom	
Notwendige Anlagenleistung (A)	größer 5.000 Wattpeak
Modulleistung Kyocera KD245GH-2YB (B)	245 Watt
Errechnete Modulanzahl ($C = A / B$)	20,408 Stück
Ausgewählte Modulanzahl (D)	21,00 Stück
Errechnete Anlagenleistung ($E = D * B$)	5.145,00 Wattpeak

Tabelle 6: Ermittlung der Photovoltaikmodulanzahl

Quell: Eigene Darstellung

5.1.2.2 Wechselrichter

Als Wechselrichter für die Photovoltaikanlage wird das Modell „PIKO 5.5“ der Firma Kostal ausgewählt. Die Konvertierung des Gleichstromes in Wechselstrom erfolgt durch den Wechselrichter „PIKO 5.5“ auf Basis der transformatorlosen Technologie. Eine transformatorlose Konvertierung weist im Gegensatz zur konventionellen Umwandlung mittels Trafo einen verbesserten Wirkungsgrad auf. Wechselrichter ohne Trafo arbeiten in einem höheren Spannungsbereich, wodurch sich die Leitungsverluste deutlich reduzieren lassen. Die Anzahl der in Reihe verschalteten Photovoltaikmodule kann dadurch gesteigert werden. Dies erlaubt es, größere Photovoltaikanlagen mit nur einem Wechselrichter zu projektieren und umzusetzen. Durch die hohen Spannungen auf der Gleichspannungsseite sind allerdings die erhöhten Sicherheitsanforderungen an die Verkabelung der Anlage zu beachten. Beispielhaft für die erhöhten Sicherheitsanforderungen sei an dieser Stelle die Notwendigkeit, dass der Plus- und Minusleiter der Gleichstromhauptleitung auf jeden

Fall in getrennten Kabeln zu verlegen ist, erwähnt. Es wird auch empfohlen, die Leitungen in getrennten Verrohrungen zu verlegen.⁵¹

Bei einer Überschusseinspeisung besteht durch den Netzbetreiber die Anforderung einer 3-phasigen Einspeisung. Diese Vorgabe kann durch den ausgewählten Wechselrichter erfüllt werden.⁵²

5.1.3 Komponenten der 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage

Die 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage wird analog der im Kapitel 5.1.2 „Komponenten der Aufdach-Anlage“ beschriebenen Komponenten ausgestattet. Die Photovoltaikmodule werden auf einem Nachführungssystem installiert. Als Nachführungssystem wurde der Tracker vom Typ „DEGERtraker 5000NT“ der Firma Deger ausgewählt. Dieses Nachführungssystem hat aufgrund der Helligkeitssteuerung im Gegensatz zu einer astronomischen Nachführungsteuerung bei der Stromerzeugung unter diffusen Lichtverhältnissen wesentliche Vorteile. Siehe hierzu die Ausführungen im Kapitel 2.5.3 „Freiflächenanlagen“

5.2 Errichtungskosten der Photovoltaikanlage

Die Errichtungskosten für Photovoltaikanlagen setzen sich aus folgenden Kostenkomponenten zusammen:

- Planung und Dokumentation
- Photovoltaikmodule
- Wechselrichter
- Montage
- Installationsmaterial

Der größte Kostenanteil an den Errichtungskosten entfällt bei einer netzgekoppelten Aufdach-Anlage auf die Photovoltaikmodule. Dieser macht rund 55 Prozent der Errichtungskosten bei einer fünf Kilowatt Anlage aus. Für den Wechselrichter sind rund 16 Prozent der Errichtungskosten zu veranschlagen. Der restliche Kostenanteil bezieht sich auf das

⁵¹ Vgl. photovoltaikbüro, Url: <http://www.photovoltaikbuero.de/pvKnowHowBlog/tabid/128/EntryId/75/Trafolese-Wechselrichter.aspx>, eingesehen am 25.04.2013.

⁵² Vgl. Datenblatt Kostal PIKO 5.5, Url: <http://www.kostal-solar-electric.com/content/de/index.php?am=1&as=5&ass=7&al=de&mp=7&kat=6>, eingesehen am 25.04.2013.

Installationsmaterial (rund 13 Prozent), die Montage (rund 11 Prozent) und die Planung und Dokumentation mit rund 5 Prozent.⁵³

Die Preise für Photovoltaikanlagen haben sich in den letzten Jahren massiv reduziert. Betrachtet man die Preisentwicklung für den Zeitraum 2006 bis Anfang 2012 so lässt sich für diesen Zeitraum eine Preisreduktion von rund 60 Prozent feststellen. Waren für einen Errichter einer Photovoltaikanlage im Jahr 2006 noch rund 5.000 Euro pro Kilowattpeak zu bezahlen, so sind es im Jahr 2012 unter 2.000 Euro pro Kilowattpeak.⁵⁴

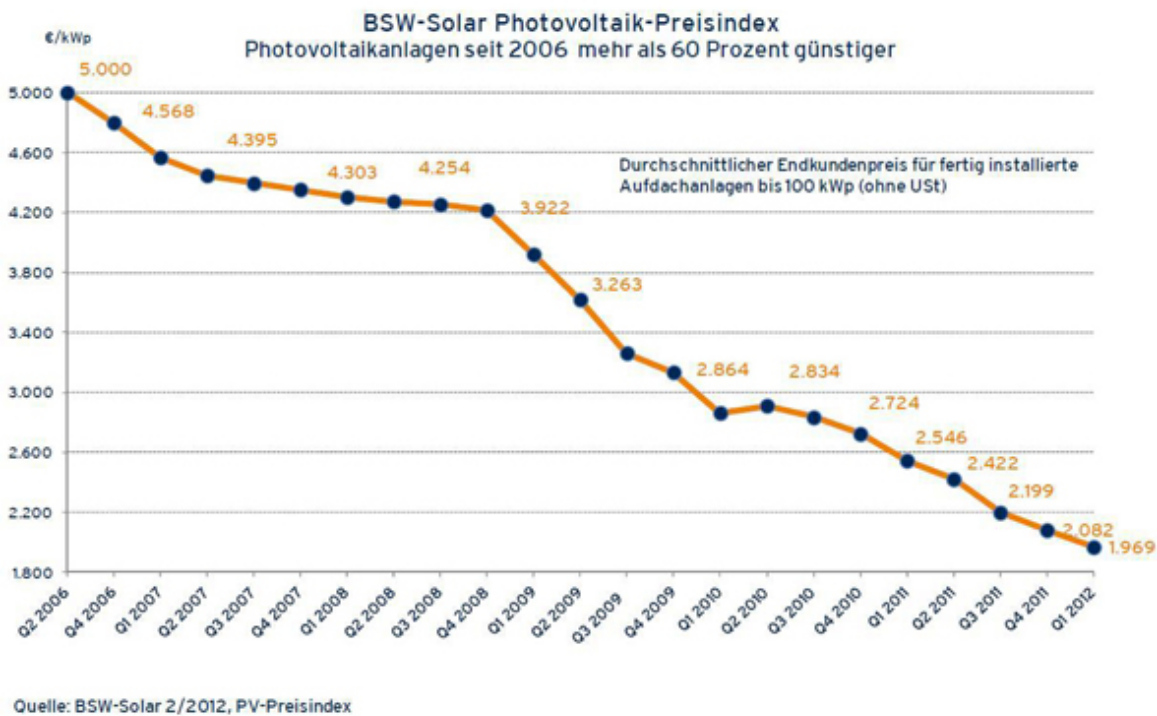


Abbildung 12: Preisindex Photovoltaikanlagen

Quelle: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten/preise>, eingesehen am 16.04.2013

Für diese Preisentwicklung waren im Grunde nur wenige Faktoren ausschlaggebend. Durch den steigenden Automatisierungsgrad bei der Modulfertigung sind die Preise pro Quadratmeter Photovoltaikmodul gesunken. Innovationen machten die Module wesentlich effizienter, wodurch die Leistung pro Modul kontinuierlich gesteigert werden konnte. Dies hat zur Folge, dass die benötigte Fläche pro Kilowattstunde bzw. die notwendige Photovoltaikmodulanzahl reduziert werden konnte. Nicht zuletzt durch den enorm gestiegenen Wettbewerbsdruck in der Photovoltaiksparte und die stetig sinkenden Förderungen durch

⁵³ Vgl. photovoltaik Das Magazin für Profis, Url: <http://www.photovoltaik.eu/heftarchiv/artikel/beitrag/multitasking-auf-dem-dach-100000970/87/>, eingesehen am 16.04.2013.

⁵⁴ Vgl. Solaranlagen-Portal, Url: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten/preisentwicklung>, eingesehen am 16.04.2013.

die öffentliche Hand sind die Hersteller einen enormen Preisdruck ausgesetzt. In den letzten Jahren ging der Wettbewerbsdruck insbesondere von den asiatischen Herstellern aus. Durch deren günstigen Modulpreise konnten diese Hersteller Marktanteile gegenüber den europäischen Anbietern gewinnen. Aufgrund des enormen Preisdruckes und der teilweise nicht mehr gegebenen Kostendeckung hat sich eine Reihe von Herstellern aus dem Markt der Photovoltaikmodulhersteller zurückgezogen. Unter anderem haben die Firmen BP Solar⁵⁵ und Bosch Solar Energy⁵⁶ ihre Geschäftsfelder für Photovoltaik aufgegeben.

5.2.1 Errichtungskosten einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage

Die Errichtungskosten für eine 5,1 Kilowattpeak 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage lassen sich in folgende Anlagenteile untergliedern.

Anlagenteil	Preis in Euro
Photovoltaikmodule	6.100,00
Baumeisterarbeiten	4.500,00
2-achsiges Nachführungssystem inkl. Montagearbeit	6.800,00
Wechselrichter	1.800,00
Installationsmaterial	1.500,00
Installationsarbeiten	1.200,00
Planung	500,00
Summe Errichtungskosten	22.400,00

Tabelle 7: Errichtungskosten einer 5,1 Kilowattpeak 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage

Quelle: Eigene Darstellung

5.2.2 Errichtungskosten Aufdach-Anlage

Nachfolgend werden die Errichtungskosten einer 5,1 Kilowattpeak Photovoltaikanlage nach Anlagenteilen gegliedert, dargestellt.

⁵⁵ Vgl. FinanzNachrichten, Url: <http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2011-12/22273523-bp-gibt-solargeschaeft-auf-weniger-beyond-petroleum-015.htm>, eingesehen am 16.04.2013

⁵⁶ Vgl. Handelsblatt, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/bosch-der-schwere-abschied-von-der-solarsparte/7973156.html>, eingesehen am 16.04.2013

Anlagenteil	Preis in Euro
Photovoltaikmodule	6.100,00
Wechselrichter	1.800,00
Installationsmaterial	1.500,00
Installationsarbeiten	1.800,00
Planung	500,00
Summe Errichtungskosten	11.700,00

Tabelle 8: Errichtungskosten einer 5,1 Kilowattpeak 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage
Quelle: Eigene Darstellung

5.2.3 Errichtungskosten unter Berücksichtigung der Investitionsförderungen 2012

Eine Investitionsförderung wird ausschließlich bei einer Einspeisung des Überschussstromes in das öffentliche Stromnetz gewährt. Durch den Staat Österreich wird eine Investitionsförderung bis zu einer maximalen Anlagenleistung von 5 Kilowattpeak gewährt. Daraus abgeleitet wird, die gegenständliche Photovoltaikanlage mit $5 \text{ kW}_{\text{peak}} \times 800 \text{ Euro pro kW}_{\text{peak}} = 4.000 \text{ Euro}$ gefördert. Die Förderung durch das Land Oberösterreich beträgt $5 \text{ kW}_{\text{peak}} \times 100 \text{ Euro pro kW}_{\text{peak}} = 500 \text{ Euro}$. Die Investitionskosten unter Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten lassen sich wie folgt abbilden:

	Aufdach-Anlage in EURO	2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage in EURO
Investitionskosten ohne Förderung	11.700,00	22.400,00
Abzüglich: Förderung durch Staat den Österreich (Klimaenergiefond)	4.000,00	4.000,00
Abzüglich: Förderung durch das Land Oberösterreich	500,00	500,00
Summe Investitionskosten unter Berücksichtigung der Förderungen	7.200,00	17.900,00

Tabelle 9: Investitionskosten unter Berücksichtigung der Förderungen durch den Bund und das Land Oberösterreich
Quelle: Eigene Darstellung

5.2.4 Errichtungskosten unter Berücksichtigung der Tarifförderung vor dem 19. September 2012

Eine Tarifförderung ist grundsätzlich nur bei einer kompletten Einspeisung des Stromes in das öffentliche Netz möglich. Bei der Tarifförderung wird ab dem 19. September durch die Ökostromabwicklungsstelle neben der Förderung des Einspeisetarifes ein einmaliger Investitionszuschuss von 200 Euro pro Kilowatt gewährt. Dieser Investitionszuschuss gilt nicht für Freiflächenanlagen. In der gegenständlichen Diplomarbeit wird von ein Errichtungszeitpunkt vor dem 19. September 2012 ausgegangen. Der Investitionszuschuss bleibt somit bei der Ermittlung der Investitionskosten unberücksichtigt. Bei dem Förderungsmodell der Tarifförderung sind keine anderen Investitionszuschüsse möglich. Daraus ergeben sich Investitionskosten von 11.700 Euro für die Aufdach-Anlage und 22.400 Euro für die 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage.

5.3 Betriebskosten der Photovoltaikanlage

Durch den Betrieb einer Photovoltaikanlage werden Betriebskosten und Wartungskosten verursacht. Diese setzen sich aus der Versicherung, Zählermiete für die Einspeisung, Reinigung der Module, Eigenstromverbrauch durch Wechselrichter, Datenlogger und den Wartungskosten der Anlage zusammen.⁵⁷ Im Laufe der Lebensdauer einer Photovoltaikanlage muss davon ausgegangen werden, dass Defekte insbesondere des Wechselrichters eintreten. Die Lebensdauer eines Wechselrichters beträgt in der Praxis durchschnittlich 10 bis 15 Jahre. Für einen möglichen Austausch des Wechselrichters sollten in jedem Fall Rücklagen gebildet werden.⁵⁸

Abgeleitet von den Investitionskosten einer Photovoltaikanlage, werden in der Literatur die jährliche Betriebskosten mit circa 1,5 Prozent angesetzt.⁵⁹

In den nachfolgenden Unterkapiteln Kapitel werden die Kosten, die durch den Betrieb einer Aufdach-Anlage bzw. 2-achsig nachgeführten Photovoltaikanlage anfallen, dargestellt.

⁵⁷ Vgl. Konrad, Frank: Planung von Photovoltaik - Anlagen, 1. Aufl. Wiesbaden, Friedr. Vieweg & Söhne, 2007, S. 34ff.

⁵⁸ Vgl. Falky Antony Christian Dürschner Karl-Heinz Remmers: Photovoltaik für Profis, 2. Aufl. Berlin, Solarpraxis AG, 2009, S. 172.

⁵⁹ Vgl. Mertens Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 183.

5.3.1 Betriebskosten 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage

Eine 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage besitzt eine Reihe von beweglichen Teilen, mit denen die Ausrichtung der Photovoltaikmodule bewerkstelligt wird. Mit den Elektromotoren und Hydraulikzylinder wird die ständige Ausrichtung der Anlage auf die Sonne bewerkstelligt. Diese Komponenten bedürfen zumindest einer jährlichen Wartung. Durch die ständige Ausrichtung der Anlage wird elektrische Energie verbraucht. Abgesehen von der Wartung der beweglichen Teile und dem Eigenstromverbrauch, sind Betriebskosten für Reinigung, Versicherung, Zählermiete und eventuell für die Miete des Grundstückes zu erwarten. Für die weiteren Berechnungen werden die jährlichen Betriebskosten mit 1,5 Prozent der Investitionskosten angesetzt. Aus den im Kapitel 5.2.1 „Errichtungskosten 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage“ ermittelten Errichtungskosten ergeben sich die nachfolgend abgebildeten jährlichen Betriebskosten.

Ermittlung Betriebskosten 2-achsig nachgeführter Freiflächenanlage	
Errichtungskosten (A)	22.400,00 Euro
Jährliche Betriebskosten (B)	1,5 Prozent
Jährlichen Betriebskosten (C=A*B/100)	336,00 Euro

Tabelle 10: Betriebskosten 2-achsig nachgeführter Freiflächenanlage

Quelle: Eigene Darstellung

Es wird davon ausgegangen, dass der Wechselrichter nach 15 Betriebsjahren zu erneuern ist. Die Kosten für den Austausch des Wechselrichters nach 15 Jahren werden auf Basis des aktuellen Marktpreises und einer prognostizierten Preissteigerung von 2,5 Prozent pro Jahr ermittelt. Unter Anwendung der Zinseszinsformel lässt sich der prognostizierte Preis für die Erneuerung des Wechselrichters nach 15 Jahren wie folgt ermitteln:

$$K_n = K_0 * (1 + i)^n$$

i = Zinssatz als Dezimalangabe

n = Laufzeit in Jahre

K₀ = Anfangskapital

K_n = Endkapital

$$K_n = 1.800 \times (1 + 0,025)^{15} = \mathbf{2.606,94 \text{ Euro}}$$

5.3.2 Betriebskosten Aufdach-Anlage

Die Betriebskosten einer am Dach installierten Photovoltaikanlage sind gegenüber einer nachgeführten Freiflächenanlage geringer. Die wesentlichen Gründe dafür sind, dass eine Aufdach-Anlage keine beweglichen Teile besitzt bzw. keine Wartungskosten und Energiekosten für die Nachführungskomponenten der Anlage anfallen. Die jährlichen Betriebskosten werden ebenfalls mit 1,5 Prozent der Investitionskosten angesetzt.

Ermittlung Betriebskosten Aufdach-Anlage	
Errichtungskosten (A)	11.700,00 Euro
Jährliche Betriebskosten (B)	1,5 Prozent
Jährlichen Betriebskosten (C=A*B/100)	175,50 Euro

Tabelle 11: Betriebskosten Aufdach-Anlage
Quelle: Eigene Darstellung

Ebenfalls wird der eventuell notwendige Austausch des Wechselrichters in der Berechnung berücksichtigt. Als Zeitpunkt wird allerdings ein Austausch nach 13 Betriebsjahren angesetzt. Die kürzere Haltbarkeit wird aufgrund der größeren Leistungsschwankungen im Tagesverlauf bei einer Aufdach-Anlage gegenüber einer nachgeführten Anlage angenommen. Der Preis des Wechselrichters wird analog dem Kapitel 5.3.1 ermittelt. Unter Anwendung der Formel [5.2] ergibt sich folgender Preis für den Wechselrichter:

$$K_n = 1.800 \times (1+0,025)^{13} = \mathbf{2.481,31 \text{ Euro}}$$

5.4 Erträge der Photovoltaikanlage

Für die Planung und Ermittlung der Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage ist eine Ertragsprognose unabdingbar. Die Einstrahlungsbedingungen und die Qualität der Anlagenkomponenten sind hierbei die wesentlichen Faktoren. Die Qualität der Anlage spielt insbesondere eine wichtige Rolle, da der Jahresenergieertrag proportional zur Peakleistung der Photovoltaikanlage und zum Wirkungsgrad des Wechselrichters ist.⁶⁰

In der vorliegenden Arbeit erfolgte die Berechnung des Jahresenergieertrages unter Anwendung von Online-Berechnungstools. Hierfür wurde das Berechnungsmodul vom Institut für Energie und Transport am Forschungszentrum der Europäischen Union und das Berechnungsmodul der österreichischen Energieagentur herangezogen. Die Aktualisierung und Weiterentwicklung des Berechnungstools der österreichischen Energieagentur wird durch die Firma Alpine Energie durchgeführt. Zur Plausibilisierung der Ertragswerte

⁶⁰ Vgl. Wagner Andreas: Photovoltaik Engineering, 3. Aufl. Saarbrücken, Springer Verlag 2010, S. 175.

wurden die Berechnungsergebnisse mit den bereits in der näheren Umgebung errichteten Photovoltaikanlagen verglichen.

5.4.1 Erträge der Aufdach-Anlage

Nachfolgend wird die Ermittlung der Ertragsprognose der Aufdach-Anlage mit dem Berechnungstool „Photovoltaic Geographical Information System“ vom Institut für Energie und Transport am Forschungszentrum der Europäischen Union (Joint Research Center)⁶¹ und dem Berechnungstool der österreichischen Energieagentur⁶² abgebildet. Für die Berechnung des Jahresertrages ist der Standort, die Technologie der Photovoltaikmodule, die installierte Leistung der Anlage, die geschätzten Systemverluste, der Neigungswinkel, die Ausrichtung gegen Süden einzugeben. Die notwendigen Eingabedaten bei der Berechnung wurden aus dem Kapitel 5.1 „Technische Ausführung der Vergleichsanlage“ entnommen.

Berechnungstool Vergleichsanlage	Jahresertrag	Anmerkung
Photovoltaic Geographical Information System	5.180,0 kWh	Anlage 1
Österreichischen Energie-agentur	5.011,3 kWh	Anlage 2
Vergleichsanlage Familie Hörschläger in Alberndorf	5.112,6 kWh	Durchschnittswert der letzten 4 Jahre

Tabelle 12: Ermittlung Jahreserträge Aufdach-Anlage

Quelle: Eigene Darstellung

5.4.2 Erträge der 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage

Analog der Berechnung für die Aufdach-Anlage wurde die Berechnung für den Jahresertrag für die 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage durchgeführt. Die Berechnung erfolgte ausschließlich mit dem Berechnungstool vom Institut für Energie und Transport am Forschungszentrum der Europäischen Union. Die notwendigen Eingabedaten wurden

⁶¹ Vgl. Berechnungstool Photovoltaic Geographical Information System, Url: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=de&map=europe>, eingesehen am 09.04.2013

⁶² Vgl. Berechnungstool Österreichische Energieagentur, Url: http://www.alpine-energie.com/cp_downloads/pv-rechner-osterreich/, eingesehen am 09.04.2013

ebenfalls aus dem Kapitel 5.1 „Technische Ausführung der Vergleichsanlage“ entnommen.

Berechnungstool	Jahresertrag	Anmerkung
Photovoltaic Geographical Information System	6.900,0 kWh	Anlage 1

Tabelle 13: Ermittlung Jahreserträge 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage

Quelle: Eigene Darstellung

Der Jahresertrag von einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage ist gemäß den vorliegenden Berechnungen um ca. 32 Prozent höher als bei einer Aufdach-Anlage. Dies ist gemäß Literatur als plausibel zu erachten.⁶³

Insbesondere in den Morgen- und Abendstunden sind mit einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage Mehrerträge gegenüber einer Aufdach-Anlage zu erzielen. In der nachfolgenden Grafik werden die Leistungsdiagramme einer starr montierten Aufdach-Anlage und einer 2-achsig nachgeführten Photovoltaikanlage gegenübergestellt. Hierbei ist der Ertragsvorteil in den Morgen- und Abendstunden klar ersichtlich.

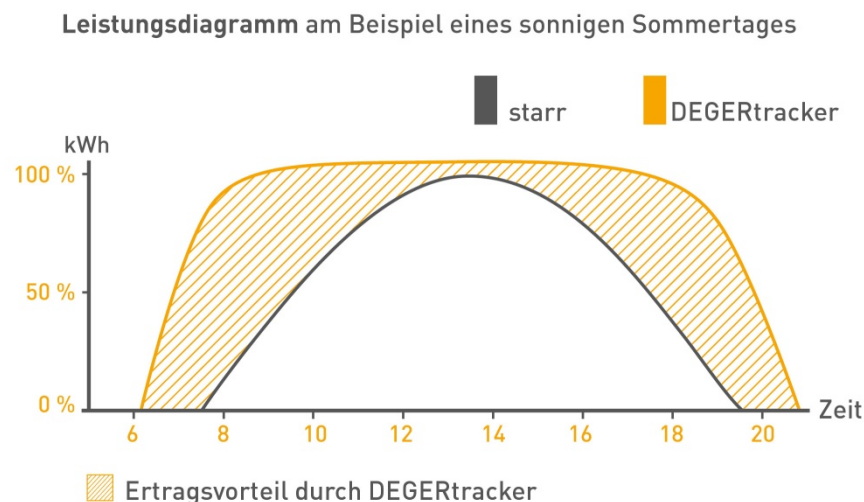


Abbildung 13: Mehrertrag einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage

Quelle: <http://www.degerenergie.de/de/solar-tracking.html>, eingesehen am 09.04.2013

⁶³ Vgl. Mertens Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 168.

6 Finanzierung

Am Kapitalmarkt steht dem Kapitalnehmer eine Vielzahl an Finanzierungsinstrumenten zur Verfügung. In dem gegenständlichen Kapiteln werden die verschiedenen Finanzierungsformen systematisiert und abgebildet. Es gibt eine Vielzahl an Systematisierungen, die wohl bekannteste Gliederung ist die Unterteilung in Eigenkapitalfinanzierung und Fremdkapitalfinanzierung. Bei dieser Systematisierung wird die rechtliche Stellung des Kapitalgebers abgegrenzt. In der Literatur unter dieser Systematisierung noch der Begriff „Hybrid- bzw. Mezzanine-Kapital“ aufgezeigt. Hierbei handelt es sich um eine Mischform der beiden klassischen Finanzierungsformen. Diese Form der Finanzierung steht zwischen den beiden klassischen Finanzierungsformen und enthält sowohl Element aus der Eigen- wie auch Fremdkapitalfinanzierung.⁶⁴

Nach dem Gesichtspunkt des Finanzierungsanlasses kann folgende Einteilung getroffen werden:

- Gründungsfinanzierung
- Wachstumsfinanzierung
- Finanzierung in der Reifephase
- Refinanzierung
- Sanierungsfinanzierung

Diese Systematisierung spiegelt die typisierten Finanzierungsphasen im Lebenszyklus eines Unternehmens wider. Mittelpunkt der Gründungsfinanzierung stellt die Beschaffung des für die Betriebsaufnahme erforderlichen Kapital dar. Nach der Gründung folgt im Idealfall die Wachstumsphase. Diese zeichnet sich typischerweise durch hohen Kapitalbedarf zur Finanzierung des Wachstums aus. Unternehmen in der Reifephase kennzeichnen sich durch eine stabile Wettbewerbssituation. Die Finanzierung erfolgt in dieser Phase mehrheitlich aus eigener Kraft. Externer Kapitalbedarf ist in dieser Phase sehr gering. Bei der Refinanzierung werden die vorhandenen Finanzierungsstrukturen durch neue im Hinblick auf die Finanzziele günstiger Kombination von Instrumenten der Finanzierung ersetzt. Wenn ein Unternehmen in finanzielle Schieflage gerät, so ist eine Sanierungsfinanzierung notwendig. Die Sanierung dient dazu, nach Möglichkeit eine Insolvenz des betroffenen Unternehmens abzuwenden.⁶⁵

⁶⁴ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2.Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 31.

⁶⁵ Vgl. Ebd., S. 32ff.

Die Untergliederung nach der Finanzmittelherkunft beantwortet die Fragestellung nach der Quelle der finanziellen Mittel. Hierbei wird in die Innen- und Außenfinanzierung unterschieden.

Für die Errichtung einer Photovoltaikanlage besteht grundsätzlich die Möglichkeit der Eigen- bzw. Fremdfinanzierung. Für eine etwaige Fremdfinanzierung ist ein Finanzierungsgespräch mit möglichen Kapitalgebern notwendig. Bei einer Fremdfinanzierung verteuert sich das Projekt um die Finanzierungskosten des Kapitalgebers. In der gegenständlichen Diplomarbeit wird die Wirtschaftlichkeit einer Aufdach und einer 2-achsig nachgeführten Photovoltaikanlage untersucht. Etwaig Finanzierungskosten werden bei den verschiedenen Varianten der Investitionsrechnung nicht berücksichtigt. Es wird von einer Finanzierung mittels Eigenkapital ausgegangen. Die Verzinsung des eingesetzten Kapitals sollte in jedem Fall die Verzinsung eines Sparbuches bzw. die Inflationsrate übertreffen. Siehe hierzu Kapitel 8 „Wirtschaftlichkeitsvergleich von nachgeführten Freiflächenanlage und Dachanlagen“

7 Theorie zur Investitionsrechnung

Die Investitionsentscheidung behandelt die Fragestellung der optimalen Finanzmittelverwendung im Hinblick auf die finanzwirtschaftlichen Unternehmensziele. Die Beschreibung und Systematisierung sowie die Analyse von Investitionsvorhaben ist die Hauptaufgabe der Investitionsentscheidung.⁶⁶ Unter dem Begriff Investitionsrechnung werden in der Literatur die Rechenverfahren zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit eines Investitionsvorhabens dargelegt. Die Verfahren der Investitionsrechnungen werden nach dem Genauigkeitsgrad und dem Rechenaufwand in die statischen Methoden, dynamischen Methoden und die Simultanmodelle gegliedert. Simultanmodelle berücksichtigen die Interdependenzen der Investitionsplanung mit den Plänen aus anderen betrieblichen Bereichen. Hierbei werden insbesondere die Finanzierung, die Produktion und der Absatz in der Investitionsplanung berücksichtigt.⁶⁷

Bei der ersten Gruppe der Investitionsberechnungsverfahren wird der Zeitfaktor nicht bzw. nur unvollkommen berücksichtigt. Diese Rechenmethoden werden als statische Investitionsrechnungsverfahren bezeichnet. Es wird grundsätzlich in vier statische Verfahren unterschieden.⁶⁸

- Kostenvergleichsrechnung
- Gewinnvergleichsrechnung
- Rentabilitätsvergleichsrechnung und
- Statische Amortisationsrechnung

Die Gruppe der statischen Verfahren werden im Kapitel 7.1 „Statische Investitionsberechnung“ näher beschrieben.

Die Gruppe der dynamischen Investitionsrechnungsverfahren berücksichtigt die unterschiedlichen Zeitpunkte der durch die Investition ausgelösten Ein- und Auszahlungen, die bis zum Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer des Investitionsobjektes bzw. bis zu einem bestimmten Planungszeitpunkt erwartet werden. Durch das Ab- und Aufzinsen wird der zeitliche Anfall der Ein- und Auszahlungsbeträge in den Berechnungsverfahren berücksichtigt.⁶⁹ Durch die Berücksichtigung des Zeitpunktes der Ein- und Auszahlungen wird eine Vergleichbarkeit hergestellt. Ein- und Auszahlungen sind kassenwirksame Grö-

⁶⁶ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2.Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 289.

⁶⁷ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 49ff.

⁶⁸ Vgl. Ebd.

⁶⁹ Vgl. Ebd.

ßen. Einzahlung bedeutet, dass liquide Mittel zufließen, Auszahlungen bedeuten, dass liquide Mittel abfließen.⁷⁰ In der Literatur wird in vier klassische dynamische Verfahren unterschieden:

- Kapitalwertmethode
- Annuitätenmethode
- internen Zinsfußmethode und
- dynamische Amortisationsrechnung

Diese werden im Kapitel 7.2 „Dynamische Investitionsberechnung“ näher erläutert.

Um Investitionsrechnungen durchführen zu können, sind bestimmte Informationen notwendig.

- Investitionssumme (= Anschaffungskosten)
- Voraussichtliche Nutzungsdauer
- Produktionsmenge
- Absatzmenge
- Variable Kosten
- Fixkosten
- Eventueller Liquidationserlös (=Restwert) am Ende
- ...

Eine Investition ist eine Anschaffung von Gegenständen des Anlagevermögens, sie hat daher langfristigen Charakter und bindet oft große Kapitalmengen. Die eigentliche Investitionsrechnung kann erst dann durchgeführt werden, wenn die vorhin angeführten Daten ermittelt wurden. Dabei sollte mit besonderer Sorgfalt vorgegangen werden, da mit unrichtigen Daten selbst die kompliziertesten Rechenverfahren keine richtigen Entscheidungsgrundlagen liefern können.

⁷⁰ Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 30ff.

7.1 Statische Investitionsrechnung

Statische Investitionsrechnungen verfolgen nicht das Ziel der Einkommens-, Vermögens oder Wohlstandsmaximierung. Stattdessen wird eine Kostenminimierung bzw. Gewinn- und Renditenmaximierung angestrebt. Statische Investitionsrechnungen orientieren sich an einem für das geplante Investitionsobjekt typischen Durchschnittsjahr. Innerhalb der geplanten Nutzungsdauer werden die einzelnen Jahre nicht im Detail analysiert. Für die Ermittlung von einem repräsentativen Durchschnittsjahr werden einmalige Zahlungen periodisiert. Als typisches Beispiel für die Periodisierung von Zahlungsgrößen sei an dieser Stelle die Periodisierung von Anschaffungszahlungen auf periodische Abschreibungen erwähnt. Durch die Periodisierung erfolgt eine Berücksichtigung bei der Ermittlung eines typischen Durchschnittsjahres. Jedoch werden die zeitlichen Strukturen der Zahlungsströme bei der statischen Investitionsrechnung nicht berücksichtigt. Daraus folgt, dass identische Zahlungen gleich stark gewichtet werden, unabhängig wann diese Zahlungen anfallen.⁷¹

In der Praxis wird die Verwendung von ausschließlich statischen Investitionsrechnungsmethoden durch Großunternehmen in Deutschland immer weniger. Im Jahr 1974 haben 40 Prozent der Großunternehmen ausschließlich statische Investitionsrechnungsmethoden angewendet. 1996 hat sich die alleinige Anwendung der statischen Investitionsrechnungsmethoden auf 9 Prozent reduziert. 53 Prozent der Großunternehmen haben bereits im Jahr 1974 die statische und dynamische Investitionsrechnungsmethode parallel verwendet. Die parallele Verwendung der statischen und dynamischen Investitionsrechnungsmethoden hat sich im Jahr 1996 auf 59 Prozent gesteigert.⁷²

7.1.1 Kostenvergleichsrechnung

Bei der Anwendung der Kostenvergleichsrechnung wird ausschließlich die negative Erfolgsgröße Kosten von zumindest zwei realisierbaren Alternativen gegenübergestellt. Es wird jene Alternative gewählt, die die geringeren Kosten verursacht.⁷³ Die positive Erfolgsgröße Erlös wird im Zuge der Kostenvergleichsrechnung nicht berücksichtigt. Diese Rechenmethode ist nur zweckmäßig unter der Voraussetzung anwendbar, dass die Höhe der erzielbaren Erlöse der Investitionsalternative gleich groß ist. Ein typischer Anwendungsfall hierfür ist die Ersatz- bzw. Rationalisierungsinvestition. Der Investor muss sich bewusst sein, dass Investitionsentscheidungen, die auf Basis der Kostenvergleichsrechnung getroffen werden, nicht zwangsläufig zu einem positiven Ergebnis führen. Über die

⁷¹ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2.Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 308.

⁷² Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 165.

⁷³ Vgl. Kruschwitz Lutz: Investitionsrechnung, 11. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007, S. 35.

Erwirtschaftung eines positiven Erfolges kann aufgrund der fehlenden Berücksichtigung der Erlöse keine Aussage gemacht werden.⁷⁴

Der Wertverzehr an der jeweiligen Anlage wird mit Hilfe der kalkulatorischen Abschreibung berücksichtigt. Die kalkulatorische Abschreibung pro Periode wird mit Hilfe folgender Formel ermittelt:

$$\varnothing \text{Abschreibung pro Periode} = \frac{\text{Anschaffungskosten} - \text{Restverkaufserlös}}{\text{Anzahl der Nutzungsperioden}}$$

Diese Vorgehensweise entspricht der linearen Abschreibungsmethode in der Finanzbuchhaltung. Bei der gegenständlichen Rechnung handelt es sich um eine im Sinne der Kostenrechnung nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten ermittelte denkbare Nutzungsdauer.⁷⁵

Kalkulatorische Zinsen werden unabhängig von der Eigen- bzw. Fremdfinanzierung ermittelt. Nach Maßgabe des durchschnittlich gebundenen Kapitals werden mit Hilfe der Durchschnittsmethode die kalkulatorischen Zinsen ermittelt.⁷⁶

$$\varnothing \text{Zinskosten pro Periode} = \left(\frac{\text{Anschaffungskosten} + \text{Restverkaufserlös}}{2} \right) * \text{Zinssatz}$$

Die Kostenvergleichsrechnung kann als Gesamtkostenvergleich bzw. Stückkostenvergleich durchgeführt werden. Um die Vorteilhaftigkeit eines Investitionsprojektes bei unterschiedlicher Ausbringungsmenge der Investitionsvarianten zu ermitteln, ist der Stückkostenvergleich anzuwenden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass der Vergleich der vollen Stückkosten je Leistungseinheit nur bei einer konstanten Auslastung sinnvoll ist. Ansonsten kann es durch die Fixkostenverrechnung zu Entscheidungsfehlern kommen. Fixe Kosten verhalten sich im Gegensatz zu variablen Kosten nicht proportional.⁷⁷

Die Kostenvergleichsrechnung kann für die Ermittlung der kritischen Auslastung herangezogen werden. Hierbei wird für die geplanten Investitionsvorhaben bei unterschiedlichen Leistungsmengen die kritische Menge ermittelt. Diese bezeichnet einen Grenzwert, bei dem sich die Vorteilhaftigkeit zweier Investitionsvorhaben umkehrt.⁷⁸

Der wesentliche Vorteil in der Kostenvergleichsrechnung besteht darin, dass die rechen-technische Umsetzung relativ einfach bewerkstelligt werden kann und die notwendigen Informationen aus dem internen Rechnungswesen leicht beschafft werden können.

⁷⁴ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 53.

⁷⁵ Vgl. Ebd., S.53ff.

⁷⁶ Vgl. Wöhe Günter, Döring Ulrich: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 23. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2008, S. 528.

⁷⁷ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2.Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 317ff.

⁷⁸ Vgl. Ebd., S. 319.

7.1.2 Gewinnvergleichsrechnung

Wenn die betrachteten Investitionsalternativen verschiedenen Erlöse erwirtschaften, ist eine Kostenvergleichsrechnung für die Entscheidung zwischen den einzelnen Investitionsalternativen nicht ausreichend. In den Fällen, wo der Output der zu vergleichenden Investitionsalternativen Unterschiede aufweist, ist der Erlös in die Vergleichsrechnung miteinzubeziehen. Diese Vergleichsrechnungsmethode wird in der Literatur als Gewinnvergleichsrechnung bezeichnet.⁷⁹ Durch die Berücksichtigung der Erlöse in der Vergleichsrechnung wird der Anwendungsbereich dieses statischen Investitionsrechenverfahrens erweitert. Dadurch ist es möglich, Erweiterungsinvestitionen hinsichtlich ihrer Vorteilhaftigkeit zu untersuchen.⁸⁰ Trotz der größeren Anwendungsmöglichkeiten wird die Gewinnvergleichsrechnung in der Praxis selten verwendet. Sie wurde 1985 von 15% bzw. im Jahr 1996 von 14 % der Großunternehmen meist in Kombination mit anderen Investitionsrechnungsmethoden in Deutschland eingesetzt.⁸¹

Ziel der Gewinnvergleichsrechnung ist es, Investitionsalternative mit unterschiedlichen Kapazitäten oder ungleichem Leistungsspektrum vergleichbar zu machen. Hierbei wird der durchschnittliche Gewinn je Periode als Beurteilungsmaßstab herangezogen. Der Saldo zwischen den durch die Investitionsalternativen ausgelösten durchschnittlichen Erlösen je Periode und den durchschnittlichen Kosten je Periode gibt Auskunft über den durchschnittlichen Gewinn. Es wird jene Alternative ausgewählt, die in der Berechnung den größten positiven Erfolg verspricht.⁸² Die Gewinnvergleichsrechnung geht bei der Ermittlung der Umsatzerlöse und der variablen Kosten davon aus, dass die Absatzmenge gleich groß der Herstellungsmenge ist. Ein Verkauf von Produkten aus dem Lager bzw. eine Produktion auf Lager ist nicht vorgesehen.⁸³

Wie bereits bei der Kostenvergleichsrechnung werden auch bei der Gewinnvergleichsrechnung die Kosten für die Kapitalverzinsung berücksichtigt. Die Kapitalverzinsung stellt die zu zahlenden Zinsen für das in Anspruch genommen Fremdkapital bzw. die gewünschte Mindestverzinsung des Eigenkapitals dar. Dadurch ist es möglich, die monetäre Vorteilhaftigkeit eines einzelnen Investitionsprojektes zu ermitteln. Der zusätzliche Periodengewinn stellt den Betrag dar, den der Investor nach Abdeckung aller Kosten über die angepeilte Mindestverzinsung hinaus erzielt.⁸⁴

⁷⁹ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2.Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 320.

⁸⁰ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 58.

⁸¹ Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 184.

⁸² Vgl. Hartmut Bieg, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 58.

⁸³ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2.Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 321.

⁸⁴ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 58.

Die Gewinnvergleichsrechnung hat wie bereits bei der Kostenvergleichsrechnung ausgeführt den Nachteil, dass die zeitliche Entwicklung der Kosten und Erlöse nicht berücksichtigt. Die Gewinnvergleichsrechnung liefert nur dann ein brauchbares Ergebnis, wenn die Investitionsalternative gleich lange Nutzungsdauern und einen gleich hohen Kapitaleinsatz haben.⁸⁵

7.1.3 Rentabilitätsvergleichsrechnung

Rentabilitätsvergleichsrechnungen berücksichtigen im Gegensatz zur Gewinn- und Kostenvergleichsrechnung, dass Investitionen unterschiedlich viel Kapital binden. Dies wird in der Berechnung dadurch berücksichtigt, dass der erzielte Gewinn des Investitionsprojektes ins Verhältnis zum durch das Investitionsvorhaben verursachten Kapitalbedarf gesetzt wird. Durch die Berücksichtigung der unterschiedlichen Kapitalbindungen der einzelnen Vorhaben können sich unterschiedliche Vorteilhaftigkeiten gegenüber der Gewinnvergleichsrechnung ergeben.⁸⁶ Die ermittelte Rentabilität gibt die durchschnittliche Verzinsung des Investitionsvorhabens in Prozent pro Jahr an. Im Zuge der statischen Rentabilitätsvergleichsrechnung wird ausschließlich die Kapitalrentabilität für die Entscheidungsfindung über einzelne Investitionsprojekte herangezogen. Ziel ist die Maximierung dieser Größe.⁸⁷

$$\text{Kapitalrentabilität} = \frac{\text{Periodengewinn}}{\text{Kapitaleinsatz}}$$

Je nach dem, welcher Periodengewinn verwendet wird, ergibt sich entweder die Rentabilität vor kalkulatorischen Zinsen oder nach kalkulatorischen Zinsen. Um eine Vergleichbarkeit mit der durch den Investor geforderten Mindestverzinsung zu gewährleisten, ist es erforderlich mit dem Gewinn vor Zinsen zu rechnen. Werden die kalkulatorischen Zinsen bereits im Rechenansatz gewinnmindernd verrechnet, so erhält man eine Renditenziffer die schlecht mit der geforderten Mindestverzinsung vergleichbar ist.⁸⁸

Bezüglich des Kapitaleinsatzes sind in der Literatur verschiedene Standpunkte anzutreffen. Hierbei herrscht Uneinigkeit, ob auf den ursprünglichen oder auf den durchschnittlichen Kapitaleinsatz zurückgegriffen wird. Für die Berechnung ist es in jedem Fall notwendig, nur die eine oder die andere Größe als Nennergröße anzusetzen. Auf die relative Vorteilhaftigkeit der einzelnen Investitionsalternativen zueinander haben die unterschiedlichen Ansätze für den Kapitaleinsatz keine Auswirkungen. Die absolute Höhe der Renditenziffer ist dadurch allerdings unterschiedlich hoch. Wichtig ist hierbei eine einheitliche

⁸⁵ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 59.

⁸⁶ Vgl. Kruschwitz Lutz: Investitionsrechnung, 11. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007, S. 35ff.

⁸⁷ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 59.

⁸⁸ Vgl. Kruschwitz Lutz: Investitionsrechnung, 11. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007, S. 36.

Vorgehensweise, um aussagefähige Ergebnisse gewährleisten zu können.⁸⁹ Der Investor muss sich über die jeweilige Bedeutung der berechneten Kennzahlen in Abhängigkeit von der zugrunde gelegten Berechnungsbasis sein. Grund hierfür ist, dass es keine eindeutig heranzuziehenden Basisgrößen für die Berechnung der Rentabilitätskennzahlen gibt. Die Vernachlässigung von etwaigen Anschluss- bzw. Ergänzungsinvestitionen bei der Berechnung der Gewinnvergleichsrechnung birgt die Gefahr, dass der Vergleich auf Basis von unvollständigen Alternativen durchgeführt wird. Die Rentabilitätsvergleichsrechnung kann nur unter der Voraussetzung, dass die zur Auswahl stehenden Investitionsalternativen identische Nutzungsdauern und Kapitalbindungen aufweisen, problemlos angewendet werden. Dies bedeutet wiederum, dass die Rentabilitätsvergleichsrechnung kein anderes Ergebnis gegenüber der Gewinnvergleichsrechnung ergibt.⁹⁰

7.1.4 Statische Amortisationsrechnung

Amortisationsrechnung wird in der Literatur auch als pay-off-Rechnung, pay-back Rechnung, Kapitalrückfluss oder Kapitalwiedergewinnungsrechnung erwähnt.⁹¹ Das grundlegende Ziel der Amortisationsrechnung ist die Ermittlung des Zeitraumes, in dem die Investitionsausgaben wieder an den Investor zurückfließen. Das Investitionsrisiko ist umso geringer, je schneller das gebundene Kapital zurückfließt. Hierbei ist das investierte Kapital weniger lange den aus der Unternehmerstätigkeit hervorgerufenen Geschäfts- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt. Je länger die Amortisationszeit, ist desto unsicherer ist eine Investition.⁹² Dieser Ansatz wird dadurch untermauert, weil die Auszahlungen und Einzahlungen umso schwieriger zu prognostizieren, sind je weiter eine Periode vom Investitionszeitpunkt entfernt ist.⁹³

Die statische Amortisationsrechnung kann grundsätzlich nach der Durchschnittsmethode bzw. Kumulationsmethode durchgeführt werden. Bei der Durchschnittsmethode wird der zu erwartende kalkulatorische Durchschnittsgewinn des Durchschnittsjahres ermittelt. Dem Durchschnittsgewinn werden die durchschnittlichen Jahresabschreibungen und die durchschnittlichen jährlichen Eigenkapitalzinsen zugeschlagen. Daraus erhält man jährlichen Kapitalrückfluss. Diesem ist unterstellt, dass der Rückfluss für alle Jahre gleich hoch ist.⁹⁴

$$\text{Amortisationszeit} = \frac{\text{Anschaffungskosten [EUR]}}{\text{Ø Kapitalrückfluss [EUR/Jahr]}}$$

⁸⁹ Vgl. Kruschwitz Lutz: Investitionsrechnung, 11. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007, S. 36.

⁹⁰ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 62.

⁹¹ Vgl. Kruschwitz Lutz: Investitionsrechnung, 11. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007, S. 37.

⁹² Vgl. Röhrich Martina: Grundlagen der Investitionsrechnung, 1. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007, S. 33.

⁹³ Vgl. Pernsteiner Helmut, Andeßner René: Finanzmanagement kompakt, 2. Aufl. Wien, Linde Verlage 2007, S. 91.

⁹⁴ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 64.

Die Kumulationsmethode versteht sich als mehrperiodiges Verfahren. Bei diesem Verfahren werden die unterschiedlich hohen Kapitalrückflüsse der einzelnen Jahre berücksichtigt. Die Ermittlung der Amortisationszeit erfolgt kontinuierlich durch Kumulierung der in den einzelnen Jahren erwirtschafteten Rückflüsse, bis zu jenem Zeitpunkt, bis die Höhe der Anschaffungszahlung erreicht ist. Die Amortisationszeit lässt sich bei der Kumulationsmethode formelmäßig nicht bestimmen.⁹⁵

Zur Ermittlung der absoluten Vorteilhaftigkeit wird für die Amortisationsrechnung die Vorgabe einer maximalen Amortisationszeit benötigt. Hierbei ist zu beachten, dass die vorgegebene Höchstamortisationsdauer nicht die zu erwartende Nutzungsdauer überschreitet. Jene Investitionsprojekte, die unterhalb der vorgegebenen Amortisationsdauer liegen, werden positiv beurteilt und akzeptiert. Bei mehreren Investitionsprojekten ist das mit der kürzesten Amortisationszeit zu bevorzugen.⁹⁶

In der Praxis findet die statische Amortisationsrechnung sehr häufige Anwendung. Im Jahr 1985 haben rund 50 Prozent der Deutschen Großunternehmen die statische Amortisationsrechnung angewendet. In den Jahren 1989 und 1996 waren es 55 Prozent bzw. 53 Prozent der Unternehmen, die diese Methode verwendeten. Wobei mit fortlaufender Zeit die Ermittlung der statischen Amortisationsdauer immer mehr durch die dynamische Variante ersetzt wurde. Die Entscheidung über eine Investition wird meist auf Basis von verschiedenen Investitionsrechnungsvarianten getroffen. Zur Risikobeurteilung wird die Ermittlung der Amortisationszeit als zusätzliches Kriterium herangezogen.⁹⁷

Trotz großer Beliebtheit der statischen Amortisationsrechnung in der Praxis sind die nachfolgenden Kritikpunkte bei der Anwendung dieser Methode zu beachten. Die Festlegung der Höchstamortisationszeit erfolgt willkürlich. Es wird jenen Investitionsprojekten der Vorzug gegeben, welche sich gemäß der statischen Amortisationsberechnung am schnellsten amortisieren. Dies kann allerdings im Widerspruch zu den monetären Zielen eines Investors stehen. Grundsätzlich wird einem Investor das Einkommens-, Vermögens- oder Wohlstandsstreben unterstellt. Das Streben nach Sicherheit für eine Investition stellt in dem meisten Fällen nicht das primäre Ziel eines Investors dar. Das mittels der statischen Amortisationsrechnung errechnete Risikokriterium sollte nicht vorrangig als Entscheidungsgrundlage dienen. Investitionsprojekte, die erst nach einem längeren Zeitraum hohe Einzahlungsüberschüsse oftmals mit steigender Tendenz erreichen, werden gegenüber Investitionsprojekten, welche zu Beginn bereits relativ hohe Überschüsse erreichen nachteilig betrachtet. Weiters ist zwischen der Amortisationsdauer und den risikobestim-

⁹⁵ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 64.

⁹⁶ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 334.

⁹⁷ Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 211.

menden Faktoren, wie Eintrittswahrscheinlichkeit der prognostizierten Gewinne, kein Zusammenhang erkennbar.⁹⁸

7.2 Dynamische Investitionsrechnung

Mit der dynamischen Investitionsrechnung wird versucht, die Mängel der statischen Investitionsrechnung zu überwinden. Statische Verfahren basieren auf der Annahme, dass die Zeit keinen Einfluss auf den Wert der Geldgröße hat. Hingegen orientiert sich die dynamischen Investitionsrechnungsverfahren an den durch das Investitionsprojekt verursachten Zahlungsgrößen und den unterschiedlichen Zeitpunkten, bei denen die Ein- und Auszahlungen anfallen. Dieser Grundgedanke stellt ein Spezialgebiet der angewandten Mathematik dar. Im Fachbereich der Finanzmathematik wird diesem Gedanken Rechnung getragen. Die Finanzmathematik beschäftigt sich mit dem Problem, Zahlungsgrößen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, unter Berücksichtigung von Zins- und Zinseszins-effekten vergleichbar zu machen. Dadurch wird berücksichtigt, dass nicht nur die absolute Höhe der Zahlungsströme, sondern auch die zeitliche Verteilung über die Vorteilhaftigkeit einer Investition entscheidet. Unter Zins wird grundsätzlich jener Preis verstanden, der für die Überlassung von einem Kapital für einen bestimmten Zeitraum anfällt. Die Zinsen ergeben sich aus dem Produkt von Anfangskapital, Zinssatz und der Anzahl der Zinsperioden (n).⁹⁹ Dies lässt sich gemäß nachfolgender Formel ausdrücken:

$$z = K_0 * i * n]$$

z = Zinsen

K₀ = Anfangskapital

i = Zinssatz

n = Zinsperiode

Mit Hilfe der Zinseszinsrechnung wird der Endwert (K_n) eines Anfangskapitals (K₀) nach Jahren bei einem einheitlichen Zinssatz (i) ermittelt.

$$K_n = K_0 * (1 + i)^n = K_0 * q^n$$

K_n = Endwert

q = Zinsfaktor

Der Ausdruck qⁿ wird als sogenannter Aufzinsungsfaktor in der Literatur bezeichnet.

⁹⁸ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 65.

⁹⁹ Vgl. Ebd., S.71ff.

Umgekehrt lässt sich unter Anwendung der Abzinsung der Barwert einer zukünftigen Zahlung bestimmen. Dies stellt eine Umkehroperation zur Aufzinsung dar und lässt sich folgendermaßen ausdrücken:

$$K_0 = \frac{K_n}{(1+i)^n} = \frac{K_n}{q^n}$$

Der Ausdruck q^{-n} wird als sogenannter Abzinsungsfaktor bezeichnet.

Die oben angeführten Rechenoperationen stellen das Grundprinzip der in den nachfolgenden Unterkapiteln erläuterten dynamischen Investitionsrechenverfahren dar.

Die einzelnen dynamischen Investitionsrechnungen weisen die nachfolgenden gemeinsamen Charakteristika auf:¹⁰⁰

- Dynamische Investitionsrechnungsverfahren basieren auf den durch das Investitionsprojekt verursachten zu prognostizierenden Aus- und Einzahlungen. Somit erfolgt eine ausschließliche Orientierung an den Zahlungsströmen und nicht wie bei den statischen Investitionsverfahren an den Kosten- oder Gewinngrößen.
- Einzelne Aus- und Einzahlungen werden zum Zeitpunkt ihres Entstehens angesetzt. Durch Auf- bzw. Abzinsen werden diese vergleichbar gemacht. Im Gegensatz zur für die statischen Investitionsrechnung typischen Orientierung an einem Durchschnittsjahr.
- Investitionsprojekte werden gemäß den individuellen Handlungsalternativen des Investors bewertet. Dies wird mit Hilfe des Kalkulationszinssatzes bewerkstelligt. Der Kalkulationszinssatz wird von der besten Handlungsalternative abgeleitet.

Die dynamischen Investitionsverfahren lassen sich grundsätzlich in die Gruppe der Verfahren mit einer absoluten Zielgröße und einer Gruppe mit einer relativen Zielgröße einteilen. Der Gruppe der absoluten Zielgröße werden die Kapitalwertmethode, Annuitätenmethode und die dynamische Amortisationsrechnung zugeordnet. Die interne Zinsfußmethode wird der Gruppe der Verfahren mit einer relativen Zielgröße zugeschrieben. Dies gilt ebenso für die modifizierte intern Zinsfußmethode und die Kapitalwertrate.¹⁰¹ Diese beiden Methoden werden in der vorliegenden Diplomarbeit nicht näher erläutert.

7.2.1 Kapitalwertmethode

Gemäß Kapitalwertmethode ist eine Investition dann vorteilhaft, wenn die Rückflüsse aus der Investition die Anschaffungsauszahlung übersteigt. Die zu unterschiedlichen Zeitpunk-

¹⁰⁰ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2.Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 333ff.

¹⁰¹ Vgl. Ebd., S.333.

ten anfallenden Aus- und Einzahlungen können nicht direkt verglichen werden. Daher ist es notwendig, diese Aus- und Einzahlungen auf einen gemeinsamen Vergleichszeitpunkt zu beziehen. Die Vergleichbarkeit wird durch Abzinsen auf Zeitpunkt $t = 0$ hergestellt. Durch das Abzinsen auf Zeitpunkt $t = 0$ wird der sogenannte Barwert ermittelt. Generell kann gesagt werden:¹⁰²

$$\text{Barwert} = \text{Zeitwert} * \text{Abzinsfaktor}$$

Als Kapitalwert einer Investition wird die Summe aller Barwerte der durch ein Investitionsvorhaben verursachten Zahlungen bezeichnet. Allgemein kann der Kapitalwert wie folgt abgebildet werden:

$$C_0 = -A_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Z_t}{(1+i)^t} + \frac{L_n}{(1+i)^t}$$

C_0 = Kapitalwert der Investition

A_0 = Anschaffungsauszahlung im Zeitpunkt $t = 0$

n = Nutzungsdauer des Investitionsobjekt

t = Zeitindex

Z_t = Differenz zwischen Ein- und Auszahlungen der Periode t

i = Kalkulationszinssatz

L_n = Liquidationserlös

Der so ermittelte Kapitalwert gibt zum Zeitpunkt $t = 0$ an, ob ein Vermögenszuwachs durch die Umsetzung des Investitionsvorhabens über die Tilgung der Anschaffungszahlungen und über die Verzinsung des eingesetzten Betrages zum Kalkulationszinssatz hinaus erzielbar ist.¹⁰³

Um ein Ergebnis, das der monetären Zielsetzung des Investors entspricht, sind die nachfolgenden Annahmen bei Anwendung der Kapitalwertmethode zu beachten:¹⁰⁴

- Die Nutzungsdauer des Investitionsobjekts ist dem Investor zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung bekannt.

¹⁰² Vgl. Röhrich Martina: Grundlagen der Investitionsrechnung, 1. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007, S. 62ff.

¹⁰³ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 99ff.

¹⁰⁴ Vgl. Ebd., S.100.

- Zukünftige Ein- und Auszahlungen sind sicher zu ermitteln und der Investition zuzurechnen.
- Für den Investor liegt ein vollkommener unbeschränkter Kapitalmarkt vor.
- Es sind jederzeitige Kredittilgungen mit den erwirtschafteten Einzahlungsüberschüssen möglich.

Der größte Vorteil bei der Anwendung der Kapitalwertmethode besteht darin, dass die Zahlungsgrößen und der Zahlungszeitpunkt exakt berücksichtigt werden können. Die Kapitalwertmethode zählt in der Praxis zu den wichtigsten Investitionsrechnungsverfahren. Im Jahr 1996 wurde dieses Investitionsrechnungsverfahren von 73 Prozent der deutschen Großunternehmen angewendet.¹⁰⁵

7.2.2 Annuitätenmethode

Unter Annuität wird grundsätzlich eine in gleichmäßigen Abständen wiederkehrende Zahlung in konstanter Höhe verstanden.¹⁰⁶

Daher besteht die Grundüberlegung bei der Annuitätenmethode darin, die mit einer Investition verbundenen Zahlungen gleichmäßig auf die Nutzungsjahre der Investition zu verteilen. Investitionen werden nach ihren durchschnittlichen jährlichen Ein- und Auszahlungen beurteilt. Hierbei wird vom sogenannten Periodenerfolg gesprochen. Im Gegensatz zur Kapitalwertmethode, die durch ein Denken in Totalerfolgen charakterisiert werden kann.¹⁰⁷

Für die Ermittlung der Annuität sind zwei Schritte notwendig. Im ersten Schritt wird der Kapitalwert der ursprünglichen Zahlungsreihe ermittelt. Dies wird anschließend mit dem Kapitalwiedergewinnungsfaktor multipliziert. Der Kapitalwiedergewinnungsfaktor hängt einerseits vom Kalkulationszinssatz und andererseits von der Nutzungsdauer ab.¹⁰⁸

$$G_n = \sum_{t=0}^n \frac{Z_t}{(1+i)^t} * \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = C_0 * KWF$$

G_n = Annuität

n = Nutzungsdauer des Investitionsobjekt

¹⁰⁵ Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 62.

¹⁰⁶ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2.Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 362.

¹⁰⁷ Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 126.

¹⁰⁸ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 102ff.

t = Zeitindex

Z_t = Differenz zwischen Ein- und Auszahlungen der Periode t

C_0 = Kapitalwert der Investition

i = Kalkulationszinssatz

KWF = Kapitalwiedergewinnungsfaktor

Im Wesentlichen gelten für die Annuitätenmethode dieselben Prämissen wie für die Kapitalwertmethode. Wenn das Ergebnis der Annuitätenmethode größer null ist, so ist eine Investition als vorteilhaft zu bewerten. Bei mehreren alternativen Handlungsmöglichkeiten ist jene mit der größten positiven Annuität vorzuziehen.¹⁰⁹

Mit der Anwendung der Annuitätenmethode erlangt der Investor Aufschluss darüber, welchen gleich hohen Betrag er innerhalb der Nutzungsdauer jeweils am Ende der einzelnen Perioden entnehmen könnte. Dadurch würde sich keine negativen Auswirkungen auf das durch den Investor gebunden Kapital sowie auf die Verzinsung des jeweils gebundenen Kapitals gemäß Kalkulationszinssatz ergeben.¹¹⁰

Die Anwendung der Annuitätenmethode ist jene dynamische Investitionsrechnung, die am seltensten angewendet wird. 23 Prozent der befragten Großunternehmen stützen sich 1985 bei ihrer Entscheidungsfindung auf diese Variante. Im Jahr 1996 waren es nur noch 5 Prozent, die diese Methode anwendeten. In den meisten Fällen wurde die Annuitätenmethode in Verbindung mit der Kapitalwertmethode verwendet. Die lässt sich mit der Tatsache, dass man den Periodenüberschuss im Sinne der Annuitätenmethode sehr einfach durch Multiplikation des Kapitalwertes mit dem Kapitalwiedergewinnungsfaktor ermitteln kann.¹¹¹

7.2.3 Interne Zinsfußmethode

Durch die Anwendung der Internen Zinsfußmethode wird die Verzinsung ermittelt, die auf das durch das Investitionsvorhaben gebundene Kapital erzielbar ist. Die im ersten Schritt ermittelte Verzinsung stellt eine effektive Verzinsung dar, die in jedem Zeitpunkt der Investitionsdauer durch das gebundene Kapital erzielt werden kann. In einem weiteren Schritt ist abzuwägen, ob mit dieser Verzinsung, die mit der Investition realisiert werden kann, eine Vorteilhaftigkeit für den Investor vorliegt. Um eine Entscheidung über die Vorteilhaftigkeit einer Investitionsalternative treffen zu können, ist der interne Zinsfuß mit dem Kalkulationszinssatz zu vergleichen. Ergibt sich aufgrund der Ermittlung des internen

¹⁰⁹ Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 103.

¹¹⁰ Vgl. Ebd., S.103.

¹¹¹ Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 126.

Zinsfußes und dem anschließenden Vergleich mit dem Kalkulationszinssatz eine Überschreitung des Kalkulationszinssatzes, so ist eine Vorteilhaftigkeit für das gegenständliche Investitionsvorhaben gegeben. Bei mehreren alternativ realisierbaren Investitionsprojekten ist jenes als vorteilhafter zu betrachten, welches den höchsten internen Zinsfuß aufweist. Wobei der Kalkulationszinssatz in jedem Fall überschritten werden muss.¹¹²

Für die Anwendung der internen Zinsfußmethode benötigt der Entscheidungsträger genaue Informationen über die Ein- und Auszahlungen (Zahlungsreihe), deren zeitliche Verteilung und die Nutzungsdauer des Investitionsobjektes. Des Weiteren muss er seinen Kalkulationszinssatz festlegen. In der Praxis wird der Kalkulationszinssatz in einer Höhe von 8 bis 12 Prozent festgelegt. Hierbei bildet der Sollzinssatz des Kapitalmarktes die Untergrenze. Die Festlegung des Kalkulationszinssatzes erfolgt im Regelfall in Abhängigkeit des Risikos. Vergleichsweise sichere Investitionen werden sich eher an der unteren Grenze bzw. weniger sichere Investitionen eher an der oberen Grenze orientieren.¹¹³

Bei der Ermittlung des internen Zinsfußes treten im Regelfall Probleme auf. Bei der nach dem internen Zinsfuß aufgelösten Kapitalwertgleichung handelt es sich um ein Polynom n-ten Grades. Für Polynome höheren Grades lassen sich meisten keine analytischen Lösungen finden. Unter Anwendung der linearen Interpolation kann eine praktikable Lösungsmöglichkeit gefunden werden. Das lineare Interpolationsverfahren stellt ein heuristisches Lösungsverfahren dar. Mit diesem kann der interne Zinsfuß näherungsweise unter Anwendung von mehreren Proheberechnungen ermittelt werden. Da es sich bei der Kapitalwertfunktion um eine nicht lineare Funktion handelt, weicht die so ermittelte Lösung vom exakten internen Zinsfuß ab. Durch schrittweises Verkleinern des Intervalls zwischen den beiden Versuchszinssätzen kann die Qualität der Näherungslösung verbessert werden. Mit Hilfe von Tabellenkalkulationsprogrammen kann die Mehrzahl der praxisrelevanten Fälle rechnerisch gelöst werden.¹¹⁴

Die interne Zinsfußmethode ist in der Praxis eine sehr beliebte Methode, um Investitionsentscheidungen zu treffen. Im Jahr 1996 wurde die interne Zinsfußmethode von 68 Prozent der deutschen Großunternehmen angewendet. Damit ist die interne Zinsfußmethode nach der Kapitalwertmethode und noch vor der Amortisationsrechnung eine der gebräuchlichsten Methoden.¹¹⁵

¹¹² Vgl. Bieg Hartmut, Kußmaul Heinz: Investition, 2. Aufl. München, Vahlen Verlag, 2009, S. 105ff.

¹¹³ Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 120.

¹¹⁴ Vgl. Pape Ullrich: Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2. Aufl. München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011, S. 365ff.

¹¹⁵ Vgl. Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl. Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007, S. 86.

7.2.4 Dynamische Amortisationsrechnung

Analog der statischen Amortisationsrechnung wird auch bei der dynamischen Amortisationsrechnung der Zeitraum gesucht, innerhalb dessen sich die Anschaffungszahlungen durch die späteren Einzahlungsüberschüsse ausgleichen lassen. Allerdings wird bei der dynamischen Variante die zeitliche Dimension berücksichtigt. Mittels dem Kalkulationszinssatz und der zeitlichen Verteilung werden die Einzahlungsüberschüsse dementsprechend abgezinst. Somit wird der Zeitraum gesucht, in dem der Barwert der Einzahlungsüberschüsse die Anschaffungszahlungen deckt. Es gilt folgende Gleichung, wobei der Zeitraum mit der Periode w endet.

$$A_0 = \sum_{t=1}^w Z_t * (1 + i)^{-t}$$

A_0 = Anschaffungsauszahlung im Zeitpunkt $t = 0$

t = Zeitindex

Z_t = Differenz zwischen Ein- und Auszahlungen der Periode t

i = Kalkulationszinssatz

w = Periode

8 Wirtschaftlichkeitsvergleich von einer nachgeführten Freiflächenanlage und einer Dachanlagen

Es wird davon ausgegangen, dass ein privater Betreiber eine betriebswirtschaftlich rentable Anlage führen möchte. Er möchte also, unter Berücksichtigung der Anschaffungskosten, der Betriebskosten, der Kapitalverzinsung und der Inflation zumindest am Ende der Laufzeit der Photovoltaikanlage keine Verluste haben bzw. einen Gewinn für sich verbuchen können.

8.1 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Auf die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage haben viele Faktoren Einfluss. Für die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden folgende grundlegende Festlegungen getroffen. Diese leiten sich im Wesentlichen aus den vorherigen Kapiteln der vorliegenden Diplomarbeit ab. Die sonstigen Randbedingungen sind bei den jeweiligen Variantenuntersuchungen beschrieben.

Randbedingung	Wert
Jeweilige Anlagenleistung der Photovoltaikanlage (siehe Kapitel 5.1.2.1)	5,145 kW _{peak}
Jeweilige Nutzungsdauer der Photovoltaikanlage	25 Jahre
Leistungsverlust der Photovoltaikanlagen (siehe Kapitel 5.1.2.1)	0,5 Prozent pro Jahr
Nutzungsdauer Wechselrichter 2--achsig nachgeführte Freiflächenanlage	15 Jahr
Nutzungsdauer Wechselrichter Aufdach-Anlage	13 Jahre
Kosten für Wechselrichtertausch nach 15 Betriebsjahren (siehe Kapitel 5.3.1)	2.606,94 Euro
Kosten für Wechselrichtertausch nach 13 Betriebsjahren (siehe Kapitel 5.3.2)	2.481,31 Euro

Einspeisvergütung im Jahr 2012 durch die Fa. Linz Strom (siehe Anlage 3)	7,09 Cent pro kWh
Zukünftige Strompreissteigerung	2,2 Prozent
Prognostizierte Jahresproduktion Strom der 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage (siehe Kapitel 5.4.2)	5.180 kWh
Prognostizierte Jahresproduktion Strom der Aufdach-Anlage (siehe Kapitel 5.4.1)	6.900 kWh
Errichtungskosten 2-achsig nachgeführter Freiflächenanlage ohne Berücksichtigung von Förderungen (siehe Kapitel 5.2.1)	22.400 Euro
Errichtungskosten Aufdach-Anlage ohne Berücksichtigung von Förderungen (siehe Kapitel 5.2.2)	11.700 Euro
Betriebskosten 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage (siehe Kapitel 5.3.1)	336,00 Euro im Jahr 2012
Betriebskosten Aufdach-Anlage (siehe Kapitel 5.3.2)	175,50 Euro im Jahr 2012

Tabelle 14: Überblick Grundlagen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Quelle: Eigene Darstellung

Die nachfolgenden Investitionsrechnungen werden unter Anwendung der Kapitalwertmethode durchgeführt. Es werden folgende Varianten hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit untersucht bzw. verglichen:

Variante 1: Vergleich von einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage und einer Aufdach-Anlage unter Berücksichtigung der Tarifförderung, einem Errichtungszeitpunkt zwischen 1.1.2012 und 19.09.2012 und nach Ablauf der Tarifförderung von einem Verkauf der produzierten Energie an den örtlichen Stromanbieter.

Die Tarifförderung wird für die 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage mit 25,00 Cent pro kWh bzw. für die Aufdach-Anlage mit 27,60 Cent pro kWh in der Wirtschaftlichkeitsberechnung angesetzt. Nach Ablauf der Förderung wird der produzierte Strom zu 100 Prozent an den örtlichen Energieanbieter zum Marktpreis verkauft.

Variante 2: Vergleich von einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage und einer Aufdach-Anlage unter Berücksichtigung der Tarifförderung, einem Errichtungszeitpunkt zwischen 1.1.2012 und 19.09.2012 und nach Ablauf der Tarifförderung von einem Verkauf der nicht durch

Eigenverbrauch benötigten Energie an den örtlichen Energieanbieter.

Die Tarifförderung wird für die 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage mit 25,00 Cent pro kWh bzw. für die Aufdach-Anlage mit 27,60 Cent pro kWh in der Wirtschaftlichkeitsberechnung angesetzt. Nach Ende der Förderung wird die überschüssige Energie verkauft. Der prognostizierte Eigenverbrauch wird mit 2.100 kWh pro Jahr angesetzt. Die restliche Energie wird zum Marktpreis an den örtlichen Energieversorger verkauft. Der aktuelle Preis für die vom örtlichen Anbieter bezogene Energie beträgt 17,72 Cent pro kWh.¹¹⁶ Diesem Preis ist noch der aliquote Anteil der Grundpreispauschale zuzuschlagen. Nach Hinzuzählung der aliquoten Grundpreispauschale ergibt sich ein Preis von 17,74 Cent pro kWh.

Variante 3: Vergleich von einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage und einer Aufdach-Anlage unter Berücksichtigung der Investitionsförderung und von einem Verkauf der produzierten Energie an den örtlichen Stromanbieter.

Die Investitionskosten für die Photovoltaikanlagen werden aus dem Kapitel 5.2.3 entnommen. Für die 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage wird von Investitionskosten nach Abzug der Investitionsförderung von 17.900 Euro ausgegangen. Die Aufdach-Anlage wird nach Abzug der Investitionsförderung mit 7.200 Euro veranschlagt. In der gegenständlichen Variante wird von einem 100 prozentigem Verkauf der erzeugten Energie an den örtlichen Stromanbieter ausgegangen.

Variante 4: Vergleich von einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage und einer Aufdach-Anlage unter Berücksichtigung der Investitionsförderung und von einem Verkauf der nicht durch Eigenverbrauch benötigten Energie an den örtlichen Stromanbieter.

Die Investitionskosten für die Photovoltaikanlagen sind aus dem Kapitel 5.2.3 entnommen. Für die 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage wird von Investitionskosten nach Abzug der Investitionsförderung von 17.900 Euro ausgegangen. Die Aufdach-Anlage wird nach Abzug der Investitionsförderung mit 7.200 Euro veranschlagt. In der gegenständlichen Variante wird von einem prognostizierten Eigenverbrauch von 2100 kWh aus-

¹¹⁶ Vgl. LinzAG, Url: http://www.linzag.at/cms/media/linzagwebsite/dokumente/wohnungenergie_1/strom_3/strom_neu_172012/Preisblatt_Privatstrom.pdf, eingesehen am 12.06.2013.

gegangen. Der Marktpreis für die vom örtlichen Energieanbieter bezogen Energie wird analog der Variante 2 angesetzt. Die überschüssige Energie wird zum Marktpreis den örtlichen Stromanbieter verkauft.

Variante 1:

Variante 1.1: Barwertermittlung für die 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage ohne Eigenverbrauch

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeistarif bzw. Marktpreis [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀							-22.400,00
t ₁	6.900,00	0,25	1.725,00	175,50	1.549,50	0,9709	1.504,37
t ₂	6.865,50	0,25	1.716,38	179,89	1.536,49	0,9426	1.448,29
t ₃	6.831,17	0,25	1.707,79	184,38	1.523,41	0,9151	1.394,13
t ₄	6.797,02	0,25	1.699,25	188,99	1.510,26	0,8885	1.341,85
t ₅	6.763,03	0,25	1.690,76	193,72	1.497,04	0,8626	1.291,36
t ₆	6.729,22	0,25	1.682,30	198,56	1.483,74	0,8375	1.242,61
t ₇	6.695,57	0,25	1.673,89	203,53	1.470,37	0,8131	1.195,54
t ₈	6.662,09	0,25	1.665,52	208,61	1.456,91	0,7894	1.150,10
t ₉	6.628,78	0,25	1.657,20	213,83	1.443,37	0,7664	1.106,22
t ₁₀	6.595,64	0,25	1.648,91	219,18	1.429,73	0,7441	1.063,86
t ₁₁	6.562,66	0,25	1.640,66	224,65	1.416,01	0,7224	1.022,96
t ₁₂	6.529,85	0,25	1.632,46	230,27	1.402,19	0,7014	983,47
t ₁₃	6.497,20	0,25	1.624,30	236,03	1.388,27	0,6810	945,35
t ₁₄	6.464,71	0,0962	621,91	241,93	379,98	0,6611	251,21
t ₁₅	6.432,39	0,0983	632,30	247,98	384,33	0,6419	246,68
t ₁₆	6.400,23	0,1005	643,22	254,18	389,05	0,6232	242,44
t ₁₇	6.368,22	0,1027	654,02	260,53	393,49	0,6050	238,07
t ₁₈	6.336,38	0,1050	665,32	267,04	398,28	0,5874	233,95
t ₁₉	6.304,70	0,1073	676,49	273,72	402,77	0,5703	229,70
t ₂₀	6.273,18	0,1097	688,17	280,56	407,60	0,5537	225,68
t ₂₁	6.241,81	0,1121	699,71	287,58	412,13	0,5375	221,54
t ₂₂	6.210,60	0,1146	711,74	294,77	416,97	0,5219	217,61
t ₂₃	6.179,55	0,1171	723,63	302,14	421,49	0,5067	213,57
t ₂₄	6.148,65	0,1197	735,99	309,69	426,30	0,4919	209,71
t ₂₅	6.117,91	0,1223	748,22	317,43	430,79	0,4776	205,75
Summe Barwert: - 3.974,01							

Tabelle 15: Ermittlung Barwert für die Variante 1.1

Quelle: Eigene Darstellung

Das Berechnungsergebnis berücksichtigt nicht den Wechselrichtertausch. Unter Berücksichtigung der Ausgaben für den Wechselrichtertausch (2.606,94 Euro) ergibt sich ein Barwert von minus 6.580,95 Euro

Variante 1.2 Barwertermittlung für die Aufdach-Anlage ohne Eigenverbrauch

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeistarif bzw. Marktpreis [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀							-11.700,00
t ₁	5.180,00	0,276	1.429,68	175,50	1.254,18	0,9709	1.217,65
t ₂	5.154,10	0,276	1.422,53	179,89	1.242,64	0,9426	1.171,31
t ₃	5.128,33	0,276	1.415,42	184,38	1.231,03	0,9151	1.126,57
t ₄	5.102,69	0,276	1.408,34	188,99	1.219,35	0,8885	1.083,37
t ₅	5.077,17	0,276	1.401,30	193,72	1.207,58	0,8626	1.041,67
t ₆	5.051,79	0,276	1.394,29	198,56	1.195,73	0,8375	1.001,41
t ₇	5.026,53	0,276	1.387,32	203,53	1.183,80	0,8131	962,53
t ₈	5.001,40	0,276	1.380,39	208,61	1.171,77	0,7894	925,01
t ₉	4.976,39	0,276	1.373,48	213,83	1.159,65	0,7664	888,78
t ₁₀	4.951,51	0,276	1.366,62	219,18	1.147,44	0,7441	853,80
t ₁₁	4.926,75	0,276	1.359,78	224,65	1.135,13	0,7224	820,04
t ₁₂	4.902,12	0,276	1.352,98	230,27	1.122,71	0,7014	787,45
t ₁₃	4.877,61	0,276	1.346,22	236,03	1.110,19	0,6810	1.630,35
t ₁₄	4.853,22	0,0962	466,88	241,93	224,95	0,6611	148,72
t ₁₅	4.828,95	0,0983	474,69	247,98	226,71	0,6419	145,52
t ₁₆	4.804,81	0,1005	482,88	254,18	228,71	0,6232	142,52
t ₁₇	4.780,78	0,1027	490,99	260,53	230,46	0,6050	139,43
t ₁₈	4.756,88	0,1050	499,47	267,04	232,43	0,5874	136,53
t ₁₉	4.733,09	0,1073	507,86	273,72	234,14	0,5703	133,53
t ₂₀	4.709,43	0,1097	516,62	280,56	236,06	0,5537	130,70
t ₂₁	4.685,88	0,1121	525,29	287,58	237,71	0,5375	127,78
t ₂₂	4.662,45	0,1146	534,32	294,77	239,55	0,5219	125,02
t ₂₃	4.639,14	0,1171	543,24	302,14	241,11	0,5067	122,17
t ₂₄	4.615,94	0,1197	552,53	309,69	242,84	0,4919	119,46
t ₂₅	4.592,87	0,1223	561,71	317,43	244,28	0,4776	116,67
Summe Barwert:							3.397,99

Tabelle 16: Ermittlung Barwert für die Variante 1.2

Quelle: Eigene Darstellung

Das Berechnungsergebnis berücksichtigt nicht den Wechselrichtertausch. Unter Berücksichtigung der Ausgaben für den Wechselrichtertausch (2.481,31 Euro) ergibt sich ein Barwert von 916,68 Euro.

Variante 2:

Variante 2.1: Barwertermittlung für eine 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage unter Berücksichtigung von einem teilweisen Eigenverbrauch der produzierten Energie

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeistarif bzw. Marktpreis [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀							-22.400,00
t ₁	6.900,00	0,25	1.725,00	175,50	1.549,50	0,9709	1.504,37
t ₂	6.865,50	0,25	1.716,38	179,89	1.536,49	0,9426	1.448,29
t ₃	6.831,17	0,25	1.707,79	184,38	1.523,41	0,9151	1.394,13
t ₄	6.797,02	0,25	1.699,25	188,99	1.510,26	0,8885	1.341,85
t ₅	6.763,03	0,25	1.690,76	193,72	1.497,04	0,8626	1.291,36
t ₆	6.729,22	0,25	1.682,30	198,56	1.483,74	0,8375	1.242,61
t ₇	6.695,57	0,25	1.673,89	203,53	1.470,37	0,8131	1.195,54
t ₈	6.662,09	0,25	1.665,52	208,61	1.456,91	0,7894	1.150,10
t ₉	6.628,78	0,25	1.657,20	213,83	1.443,37	0,7664	1.106,22
t ₁₀	6.595,64	0,25	1.648,91	219,18	1.429,73	0,7441	1.063,86
t ₁₁	6.562,66	0,25	1.640,66	224,65	1.416,01	0,7224	1.022,96
t ₁₂	6.529,85	0,25	1.632,46	230,27	1.402,19	0,7014	983,47
t ₁₃	6.497,20	0,25	1.624,30	236,03	1.388,27	0,6810	945,35
t ₁₄	4.364,71	0,0962	419,89	241,93	177,96	0,6611	117,65
t ₁₅	4.342,89	0,0983	426,91	247,98	178,93	0,6419	114,85
t ₁₆	4.321,17	0,1005	434,28	254,18	180,10	0,6232	112,23
t ₁₇	4.299,57	0,1027	441,57	260,53	181,03	0,6050	109,53
t ₁₈	4.278,07	0,1050	449,20	267,04	182,15	0,5874	107,00
t ₁₉	4.256,68	0,1073	456,74	273,72	183,02	0,5703	104,37
t ₂₀	4.235,40	0,1097	464,62	280,56	184,06	0,5537	101,91
t ₂₁	4.214,22	0,1121	472,41	287,58	184,84	0,5375	99,36
t ₂₂	4.193,15	0,1146	480,53	294,77	185,77	0,5219	96,95
t ₂₃	4.172,18	0,1171	488,56	302,14	186,43	0,5067	94,46
t ₂₄	4.151,32	0,1197	496,91	309,69	187,22	0,4919	92,10
t ₂₅	4.130,56	0,1223	505,17	317,43	187,74	0,4776	89,66
Summe Barwert: - 5.469,83							

Tabelle 17: Ermittlung Barwert für die Variante 2.1

Quelle: Eigene Darstellung

Zeitpunkt	Stromeinsparung [kWh/Jahr]	Marktpreis [Euro/kWh]	Einsparung Ausgaben [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₁₄	2.100,00	0,2406	505,23	0,6611	334,01
t ₁₅	2.100,00	0,2459	516,34	0,6419	331,42
t ₁₆	2.100,00	0,2513	527,70	0,6232	328,85
t ₁₇	2.100,00	0,2568	539,31	0,6050	326,29
t ₁₈	2.100,00	0,2625	551,18	0,5874	323,76
t ₁₉	2.100,00	0,2682	563,30	0,5703	321,24
t ₂₀	2.100,00	0,2741	575,69	0,5537	318,75
t ₂₁	2.100,00	0,2802	588,36	0,5375	316,27
t ₂₂	2.100,00	0,2863	601,30	0,5219	313,82
t ₂₃	2.100,00	0,2926	614,53	0,5067	311,38
t ₂₄	2.100,00	0,2991	628,05	0,4919	308,96
t ₂₅	2.100,00	0,3057	641,87	0,4776	306,56
Summe Barwert:					3.841,30

Tabelle 18: Ermittlung Barwert für die Einsparungen bei der Variante 2.1 und 2.2

Quelle: Eigene Darstellung

In der Berechnung lt. Tabelle 17 ist die Einsparung aufgrund der Stromeigenproduktion nicht berücksichtigt. Die Einsparung ist aufgrund der reduzierten Strommenge, die eingekauft werden muss, gegeben. In Summe beläuft sich die Einsparung lt. Tabelle 18 auf 3.841,30 Euro. Des Weiteren ist der Austausch des Wechselrichters nach 15 Jahren nicht berücksichtigt. Der Austausch des Wechselrichters ist mit einem Barwert von 2.606,94 Euro ausgabenseitig zu veranschlagen. Dies ergibt in Summe einen Barwert von minus 4.235,47 Euro.

Variante 2.2: Barwertermittlung für die Aufdach-Anlage unter Berücksichtigung von einem teilweisen Eigenverbrauch der produzierten Energie

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeistarif bzw. Marktpreis [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀							-11.700,00
t ₁	5.180,00	0,276	1.429,68	175,50	1.254,18	0,9709	1.217,65
t ₂	5.154,10	0,276	1.422,53	179,89	1.242,64	0,9426	1.171,31
t ₃	5.128,33	0,276	1.415,42	184,38	1.231,03	0,9151	1.126,57
t ₄	5.102,69	0,276	1.408,34	188,99	1.219,35	0,8885	1.083,37
t ₅	5.077,17	0,276	1.401,30	193,72	1.207,58	0,8626	1.041,67
t ₆	5.051,79	0,276	1.394,29	198,56	1.195,73	0,8375	1.001,41
t ₇	5.026,53	0,276	1.387,32	203,53	1.183,80	0,8131	962,53
t ₈	5.001,40	0,276	1.380,39	208,61	1.171,77	0,7894	925,01
t ₉	4.976,39	0,276	1.373,48	213,83	1.159,65	0,7664	888,78
t ₁₀	4.951,51	0,276	1.366,62	219,18	1.147,44	0,7441	853,80
t ₁₁	4.926,75	0,276	1.359,78	224,65	1.135,13	0,7224	820,04
t ₁₂	4.902,12	0,276	1.352,98	230,27	1.122,71	0,7014	787,45
t ₁₃	4.877,61	0,276	1.346,22	236,03	1.110,19	0,6810	1.630,35
t ₁₄	2.753,22	0,0962	264,86	241,93	22,93	0,6611	15,16
t ₁₅	2.739,45	0,0983	269,29	247,98	21,31	0,6419	13,68
t ₁₆	2.725,75	0,1005	273,94	254,18	19,76	0,6232	12,32
t ₁₇	2.712,13	0,1027	278,54	260,53	18,00	0,6050	10,89
t ₁₈	2.698,57	0,1050	283,35	267,04	16,31	0,5874	9,58
t ₁₉	2.685,07	0,1073	288,11	273,72	14,39	0,5703	8,21
t ₂₀	2.671,65	0,1097	293,08	280,56	12,52	0,5537	6,93
t ₂₁	2.658,29	0,1121	297,99	287,58	10,42	0,5375	5,60
t ₂₂	2.645,00	0,1146	303,12	294,77	8,35	0,5219	4,36
t ₂₃	2.631,77	0,1171	308,18	302,14	6,04	0,5067	3,06
t ₂₄	2.618,61	0,1197	313,45	309,69	3,76	0,4919	1,85
t ₂₅	2.605,52	0,1223	318,66	317,43	1,22	0,4776	0,58
Summe Barwert:							1.902,16

Tabelle 19: Ermittlung Barwert für die Variante 2.2

Quelle: Eigene Darstellung

In der Berechnung lt. Tabelle 19 ist die Einsparung aufgrund der Stromeigenproduktion nicht berücksichtigt. Diese Einsparung ist aufgrund der geringen Strommenge, die eingekauft werden muss, gegeben. In Summe beläuft sich die Einsparung lt. Tabelle 18 auf 3.841,30 Euro. Des Weiteren ist der Austausch des Wechselrichters nach 13 Jahren nicht berücksichtigt. Der Austausch des Wechselrichters ist mit einem Barwert von 2.481,31 Euro ausgabenseitig zu veranschlagen. Daraus ergibt sich in Summe ein Barwert von 3.262,15 Euro.

Variante 3:

Variante 3.1: Barwertermittlung für die 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage ohne Eigenverbrauch

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Marktpreis [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀							-17.900,00
t ₁	6.900,00	0,0709	489,21	175,50	313,71	0,9709	304,57
t ₂	6.865,50	0,0725	497,47	179,89	317,59	0,9426	299,35
t ₃	6.831,17	0,0741	505,88	184,38	321,49	0,9151	294,21
t ₄	6.797,02	0,0757	514,42	188,99	325,42	0,8885	289,14
t ₅	6.763,03	0,0773	523,11	193,72	329,39	0,8626	284,13
t ₆	6.729,22	0,0790	531,94	198,56	333,38	0,8375	279,20
t ₇	6.695,57	0,0808	540,93	203,53	337,40	0,8131	274,34
t ₈	6.662,09	0,0826	550,06	208,61	341,45	0,7894	269,54
t ₉	6.628,78	0,0844	559,35	213,83	345,52	0,7664	264,82
t ₁₀	6.595,64	0,0862	568,80	219,18	349,63	0,7441	260,15
t ₁₁	6.562,66	0,0881	578,41	224,65	353,75	0,7224	255,56
t ₁₂	6.529,85	0,0901	588,18	230,27	357,91	0,7014	251,03
t ₁₃	6.497,20	0,0921	598,11	236,03	362,08	0,6810	246,56
t ₁₄	6.464,71	0,0941	608,21	241,93	366,29	0,6611	242,16
t ₁₅	6.432,39	0,0962	618,80	247,98	370,82	0,6419	238,01
t ₁₆	6.400,23	0,0983	629,14	254,18	374,97	0,6232	233,67
t ₁₇	6.368,22	0,1005	640,01	260,53	379,48	0,6050	229,59
t ₁₈	6.336,38	0,1027	650,75	267,04	383,70	0,5874	225,38
t ₁₉	6.304,70	0,1050	661,99	273,72	388,27	0,5703	221,43
t ₂₀	6.273,18	0,1073	673,11	280,56	392,55	0,5537	217,34
t ₂₁	6.241,81	0,1097	684,73	287,58	397,15	0,5375	213,49
t ₂₂	6.210,60	0,1121	696,21	294,77	401,44	0,5219	209,51
t ₂₃	6.179,55	0,1146	708,18	302,14	406,04	0,5067	205,74
t ₂₄	6.148,65	0,1171	720,01	309,69	410,32	0,4919	201,85
t ₂₅	6.117,91	0,1197	732,31	317,43	414,88	0,4776	198,15
Summe Barwert: -11.691,07							

Tabelle 20: Ermittlung Barwert für die Variante 3.1

Quelle: Eigene Darstellung

Das Berechnungsergebnis berücksichtigt nicht den Wechselrichtertausch. Unter Berücksichtigung der Ausgaben von 2.606,94 Euro für den Wechselrichtertausch ergibt sich ein Barwert von minus 14.298,01 Euro.

Variante 3.2: Barwertermittlung für die Aufdach-Anlage ohne Eigenverbrauch

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Marktpreis [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀							-7.200,00
t ₁	5.180,00	0,0709	367,26	175,50	191,76	0,9709	186,18
t ₂	5.154,10	0,0725	373,47	179,89	193,58	0,9426	182,47
t ₃	5.128,33	0,0741	379,77	184,38	195,39	0,9151	178,81
t ₄	5.102,69	0,0757	386,19	188,99	197,19	0,8885	175,20
t ₅	5.077,17	0,0773	392,71	193,72	198,99	0,8626	171,65
t ₆	5.051,79	0,0790	399,34	198,56	200,78	0,8375	168,15
t ₇	5.026,53	0,0808	406,09	203,53	202,56	0,8131	164,70
t ₈	5.001,40	0,0826	412,95	208,61	204,33	0,7894	161,30
t ₉	4.976,39	0,0844	419,92	213,83	206,09	0,7664	157,95
t ₁₀	4.951,51	0,0862	427,01	219,18	207,84	0,7441	154,65
t ₁₁	4.926,75	0,0881	434,23	224,65	209,57	0,7224	151,40
t ₁₂	4.902,12	0,0901	441,56	230,27	211,29	0,7014	148,19
t ₁₃	4.877,61	0,0921	449,02	236,03	212,99	0,6810	312,78
t ₁₄	4.853,22	0,0941	456,60	241,93	214,67	0,6611	141,92
t ₁₅	4.828,95	0,0962	464,55	247,98	216,57	0,6419	139,01
t ₁₆	4.804,81	0,0983	472,31	254,18	218,14	0,6232	135,94
t ₁₇	4.780,78	0,1005	480,47	260,53	219,94	0,6050	133,07
t ₁₈	4.756,88	0,1027	488,53	267,04	221,49	0,5874	130,10
t ₁₉	4.733,09	0,1050	496,97	273,72	223,25	0,5703	127,32
t ₂₀	4.709,43	0,1073	505,32	280,56	224,76	0,5537	124,44
t ₂₁	4.685,88	0,1097	514,04	287,58	226,46	0,5375	121,74
t ₂₂	4.662,45	0,1121	522,66	294,77	227,89	0,5219	118,94
t ₂₃	4.639,14	0,1146	531,65	302,14	229,51	0,5067	116,29
t ₂₄	4.615,94	0,1171	540,53	309,69	230,84	0,4919	113,56
t ₂₅	4.592,87	0,1197	549,77	317,43	232,33	0,4776	110,96
Summe Barwert: - 3.373,28							

Tabelle 21: Ermittlung Barwert für die Variante 3.2

Quelle: Eigene Darstellung

Das Berechnungsergebnis berücksichtigt nicht den Wechselrichtertausch. Unter Berücksichtigung der Ausgaben von 2.481,31 Euro für den Wechselrichtertausch ergibt sich ein Barwert von minus 5.854,59 Euro.

Variante 4:

Variante 4.1: Barwertermittlung für eine 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage unter Berücksichtigung von einem teilweisen Eigenverbrauch der produzierten Energie

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Marktpreis [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀							-17.900,00
t ₁	4.800,00	0,0709	340,32	175,50	164,82	0,9709	160,02
t ₂	4.776,00	0,0725	346,07	179,89	166,18	0,9426	156,64
t ₃	4.752,12	0,0741	351,91	184,38	167,53	0,9151	153,31
t ₄	4.728,36	0,0757	357,86	188,99	168,86	0,8885	150,03
t ₅	4.704,72	0,0773	363,90	193,72	170,18	0,8626	146,80
t ₆	4.681,19	0,0790	370,05	198,56	171,49	0,8375	143,62
t ₇	4.657,79	0,0808	376,30	203,53	172,77	0,8131	140,48
t ₈	4.634,50	0,0826	382,65	208,61	174,04	0,7894	137,39
t ₉	4.611,33	0,0844	389,12	213,83	175,29	0,7664	134,34
t ₁₀	4.588,27	0,0862	395,69	219,18	176,51	0,7441	131,34
t ₁₁	4.565,33	0,0881	402,37	224,65	177,72	0,7224	128,39
t ₁₂	4.542,50	0,0901	409,17	230,27	178,90	0,7014	125,47
t ₁₃	4.519,79	0,0921	416,08	236,03	180,05	0,6810	122,61
t ₁₄	4.497,19	0,0941	423,11	241,93	181,18	0,6611	119,78
t ₁₅	4.474,70	0,0962	430,47	247,98	182,49	0,6419	117,13
t ₁₆	4.452,33	0,0983	437,66	254,18	183,49	0,6232	114,34
t ₁₇	4.430,07	0,1005	445,22	260,53	184,69	0,6050	111,74
t ₁₈	4.407,92	0,1027	452,69	267,04	185,65	0,5874	109,05
t ₁₉	4.385,88	0,1050	460,52	273,72	186,80	0,5703	106,53
t ₂₀	4.363,95	0,1073	468,25	280,56	187,69	0,5537	103,92
t ₂₁	4.342,13	0,1097	476,33	287,58	188,75	0,5375	101,46
t ₂₂	4.320,42	0,1121	484,32	294,77	189,55	0,5219	98,93
t ₂₃	4.298,82	0,1146	492,64	302,14	190,51	0,5067	96,53
t ₂₄	4.277,32	0,1171	500,87	309,69	191,19	0,4919	94,05
t ₂₅	4.255,94	0,1197	509,44	317,43	192,00	0,4776	91,70
Summe Barwert: -14.804,39							

Tabelle 22: Ermittlung Barwert für die Variante 4.1

Quelle: Eigene Darstellung

Zeitpunkt	Stromeinsparung [kWh/Jahr]	Marktpreis [Euro/kWh]	Einsparung Ausgaben [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀					
t ₁	2.100,00	0,1774	372,54	0,9709	361,69
t ₂	2.100,00	0,1813	380,74	0,9426	358,88
t ₃	2.100,00	0,1853	389,11	0,9151	356,09
t ₄	2.100,00	0,1894	397,67	0,8885	353,33
t ₅	2.100,00	0,1935	406,42	0,8626	350,58
t ₆	2.100,00	0,1978	415,36	0,8375	347,86
t ₇	2.100,00	0,2021	424,50	0,8131	345,16
t ₈	2.100,00	0,2066	433,84	0,7894	342,48
t ₉	2.100,00	0,2111	443,38	0,7664	339,82
t ₁₀	2.100,00	0,2158	453,14	0,7441	337,18
t ₁₁	2.100,00	0,2205	463,11	0,7224	334,56
t ₁₂	2.100,00	0,2254	473,30	0,7014	331,96
t ₁₃	2.100,00	0,2303	483,71	0,6810	329,38
t ₁₄	2.100,00	0,2354	494,35	0,6611	326,82
t ₁₅	2.100,00	0,2406	505,23	0,6419	324,29
t ₁₆	2.100,00	0,2459	516,34	0,6232	321,77
t ₁₇	2.100,00	0,2513	527,70	0,6050	319,27
t ₁₈	2.100,00	0,2568	539,31	0,5874	316,79
t ₁₉	2.100,00	0,2625	551,17	0,5703	314,33
t ₂₀	2.100,00	0,2682	563,30	0,5537	311,89
t ₂₁	2.100,00	0,2741	575,69	0,5375	309,46
t ₂₂	2.100,00	0,2802	588,36	0,5219	307,06
t ₂₃	2.100,00	0,2863	601,30	0,5067	304,67
t ₂₄	2.100,00	0,2926	614,53	0,4919	302,31
t ₂₅	2.100,00	0,2991	628,05	0,4776	299,96
Summe Barwert:					8.247,57

Tabelle 23: Ermittlung Barwert für die Einsparungen bei der Variante 4.1 und 4.2
Quelle: Eigene Darstellung

In der Berechnung lt. Tabelle 22 ist die Einsparung aufgrund der Stromeigenproduktion nicht berücksichtigt. Die Einsparung ist aufgrund der geringen Strommenge, die eingekauft werden muss, gegeben. In Summe beläuft sich die Einsparung lt. Tabelle 23 auf 8.247,57 Euro. Des Weiteren ist der Austausch des Wechselrichters nach 15 Jahren nicht berücksichtigt. Der Austausch des Wechselrichters ist mit einem Barwert von 2.606,94 Euro ausgabenseitig zu veranschlagen. Daraus ergibt sich in Summe ein Barwert von minus 9.163,76 Euro.

Variante 4.2: Barwertermittlung für die Aufdach-Anlage unter Berücksichtigung von einem teilweisen Eigenverbrauch der produzierten Energie

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Marktpreis [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]
t ₀							-7.200,00
t ₁	3.080,00	0,0709	218,37	175,50	42,87	0,9709	41,62
t ₂	3.064,60	0,0725	222,06	179,89	42,17	0,9426	39,75
t ₃	3.049,28	0,0741	225,81	184,38	41,43	0,9151	37,91
t ₄	3.034,03	0,0757	229,62	188,99	40,63	0,8885	36,10
t ₅	3.018,86	0,0773	233,50	193,72	39,78	0,8626	34,32
t ₆	3.003,77	0,0790	237,45	198,56	38,88	0,8375	32,57
t ₇	2.988,75	0,0808	241,46	203,53	37,93	0,8131	30,84
t ₈	2.973,80	0,0826	245,54	208,61	36,92	0,7894	29,15
t ₉	2.958,93	0,0844	249,68	213,83	35,85	0,7664	27,48
t ₁₀	2.944,14	0,0862	253,90	219,18	34,72	0,7441	25,84
t ₁₁	2.929,42	0,0881	258,19	224,65	33,53	0,7224	24,23
t ₁₂	2.914,77	0,0901	262,55	230,27	32,28	0,7014	22,64
t ₁₃	2.900,20	0,0921	266,98	236,03	30,96	0,6810	21,02
t ₁₄	2.885,70	0,0941	271,49	241,93	29,56	0,6611	19,55
t ₁₅	2.871,27	0,0962	276,22	247,98	28,24	0,6419	18,13
t ₁₆	2.856,91	0,0983	280,83	254,18	26,66	0,6232	16,61
t ₁₇	2.842,63	0,1005	285,68	260,53	25,15	0,6050	15,22
t ₁₈	2.828,41	0,1027	290,48	267,04	23,43	0,5874	13,77
t ₁₉	2.814,27	0,1050	295,50	273,72	21,78	0,5703	12,42
t ₂₀	2.800,20	0,1073	300,46	280,56	19,90	0,5537	11,02
t ₂₁	2.786,20	0,1097	305,65	287,58	18,07	0,5375	9,71
t ₂₂	2.772,27	0,1121	310,77	294,77	16,00	0,5219	8,35
t ₂₃	2.758,41	0,1146	316,11	302,14	13,98	0,5067	7,08
t ₂₄	2.744,62	0,1171	321,39	309,69	11,71	0,4919	5,76
t ₂₅	2.730,89	0,1197	326,89	317,43	9,46	0,4776	4,52
Summe Barwert: - 6.629,97							

Tabelle 24: Ermittlung Barwert für die Variante 4.2

Quelle: Eigene Darstellung

In der Berechnung lt. Tabelle 24 ist die Einsparung aufgrund der Stromeigenproduktion nicht berücksichtigt. Die Einsparung ist aufgrund der geringen Strommenge, die eingekauft werden muss, gegeben. In Summe beläuft sich die Einsparung lt. Tabelle 23 auf 8.247,57 Euro. Des Weiteren ist der Austausch des Wechselrichters nach 13 Jahren nicht berücksichtigt. Der Austausch des Wechselrichters ist mit einem Barwert von 2.481,31 Euro ausgabenseitig zu veranschlagen. Daraus ergibt sich in Summe ein Barwert von minus 863,71 Euro.

8.2 Analyse der Ergebnisse

Gemäß den im Kapitel 8.1 durchgeführten Berechnungen, stellt sich der Barwert der einzelnen Varianten wie folgt dar:

Varianten	Barwert in Euro
Variante 1.1: 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage	- 6.580,95
Variante 1.2: Aufdach-Anlage	916,68
Variante 2.1: 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage	- 4.235,47
Variante 2.2: Aufdach-Anlage	3.262,15
Variante 3.1: 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage	- 14.298,01
Variante 3.2: Aufdach-Anlage	- 5.854,59
Variante 4.1: 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage	- 9.163,76
Variante 4.2: Aufdach-Anlage	- 863,71

Tabelle 25: Überblick Wirtschaftlichkeit der einzelnen Varianten

Quelle: Eigene Darstellung

Bei Betrachtung der Ergebnisse ist erkennbar, dass die Anschaffung einer Photovoltaikanlage nur unter eingeschränkten Randbedingungen als wirtschaftlich sinnvoll zu erachten ist. Voraussetzung hierfür ist die Inanspruchnahme einer Tarifförderung und die Umsetzung als Auf-Dach Anlage. Einen noch höheren wirtschaftlichen Nutzen verspricht eine Auf-Dach Anlage, bei der nach Ablauf der Tarifförderung ein möglichst hoher Stromanteil einer Eigenverwendung zugeführt wird. Die Umsetzung einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage ist in keiner der betrachteten Variante sinnvoll. Bei diesem Anlagentyp ist es nicht möglich die Anschaffungskosten inkl. Verzinsung über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren wieder zu erwirtschaften. Überraschend ist, dass es mit keiner Variante, die eine Investitionsförderung berücksichtigt möglich ist, einen positiven Barwert zu erreichen. Die Variante 4.2 Aufdach-Anlage mit einer Investitionsförderungen und einer Überschusseinspeisung weist einen leicht negativen Barwert auf. Im Falle einer Reduktion des Abzinsungsfaktors von 3 Prozent auf 2,5 Prozent würde diese Variante auch einen positiven Barwert ausweisen.

Die Errichtung einer Photovoltaikanlage ohne die Gewährung einer Förderung ist in jedem Fall wirtschaftlich nicht sinnvoll.

9 Anlagenüberwachung und Monitoring von Photovoltaikanlagen

9.1 Methode zur Anlagenüberwachung

Ziel eines Photovoltaikanlagenbetreibers ist es, möglichst viel Strom zu erzeugen, um diesen dann selbst zu verbrauchen oder zu verkaufen. Um mögliche Fehlleistungen bzw. Ertragsausfälle der Photovoltaikanlage frühzeitig erkennen zu können, ist neben einer guten Anlagenauslegung und dem Einsatz hochwertiger Komponenten eine Überwachung der Stromproduktion sehr entscheidend. Sollten Ertragseinbußen über einen längeren Zeitraum unentdeckt bleiben, kommt es zwangsläufig zu einer Verlängerung der Amortisationszeit. Die Aufgabe einer Anlagenüberwachung ist es daher, die grundsätzliche Funktionsfähigkeit der Photovoltaikanlage und deutliche Mindererträge zu melden.¹¹⁷ Von einem Anlagenmonitoring wird dann gesprochen, wenn die Performance im Vergleich zu anderen Anlagen dargestellt wird.¹¹⁸

Die meisten am Markt erhältlichen Wechselrichter haben eine Anlagenüberwachung integriert. Dabei wird die Ausgangsleistung der Photovoltaikmodule ständig gemessen. Aufgrund dieser Messungen können Ausfälle schnell verifiziert und der Anlagenbetreiber darüber in Kenntnis gesetzt werden. Die Alarmierungsmethoden reichen von einfachen akustischen Signalen bis hin zu Meldung mittels SMS oder per E-Mail.

Ein Anlagenmonitoring ist weitaus aufwendiger und komplexer. Die Ermittlung der Anlagenperformance und die Verifizierung von Teilausfällen bzw. Ertragseinbußen ist hierbei das zentrale Thema. Nachfolgend wird ein Überblick über die Varianten von Monitoring von Photovoltaikanlagen gegeben.

9.2 Monitoring von Photovoltaikanlagen

Das Monitoring kann grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten bewerkstelligt werden. Der Unterschied beider Möglichkeiten besteht darin, ob die vorherrschenden örtlichen Einstrahlungs- und Temperaturwerte im Monitoring berücksichtigt werden oder der Vergleich mit benachbarten Anlagen zur Beurteilung der Performance erfolgt.

¹¹⁷ Vgl. Photovoltaic Austria Federal Association: Broschüre PVpro - Leitfaden zur Planung und Installation eines effizienten Monitorings für PV-Anlagen, Url: <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=64>, S. 20ff eingesehen am 15.05.2013.

¹¹⁸ Vgl. Mertens, Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 243.

9.2.1 Monitoring ohne Messung der Einstrahlung und Temperatur

Die periodische Ablesung der erzeugten Energie und der Vergleich der Daten über mehrere Jahre gibt Aufschluss über die Funktionsweise der Anlage. Bei dieser Art von Vergleich können zwischen gleichen Monaten bis zu ± 40 Prozent Differenz gegenüber dem langjährigen Mittel auftreten. Die Jahreserträge können durchaus ± 15 Prozent gegenüber dem langjährigen Mittel schwanken. Diese Schwankungen sind wetterbedingt, oder es liegt ein Anlagenproblem vor. Eine genaue Beurteilung der Ursache ist hierbei sehr schwer möglich.¹¹⁹

Eine bessere Methode ist es, die Anlage mit gleichwertigen Anlagen zu vergleichen. Als Vergleichsbasis können hierbei Onlinedatenbanken, in denen Erträge von einer Vielzahl an Anlagen abgebildet sind, dienen. Die Schwierigkeit bei dieser Methode ist es jedoch, vergleichbare Anlagen zu finden und deren örtliche Gegebenheit zu berücksichtigen.

Wesentlich einfach als die periodische Ablesung und der manuelle Vergleich der Daten ist die Verwendung eines Datenloggers. Dieser zeichnet die eigenen Ertragsdaten selbstständig auf und vergleicht diese automatisch mit ähnlich ausgerichteten Anlagen. Im Fall von deutlichen Differenzen zu den Vergleichsanlagen wird der Anlagenbetreiber darüber in Kenntnis gesetzt und kann somit wiederum die Ursachen erheben.¹²⁰

9.2.1 Monitoring mit Messung der Einstrahlung und Temperatur

Für ein Monitoring mit Messung der Einstrahlung und Temperatur sind die Module der Photovoltaikanlage mit einer Referenzzelle und einem Temperatursfühler auszustatten. Mit Hilfe der Referenzzelle bzw. dem Temperatursfühler kann ermittelt werden, ob die Anlage den maximal möglichen Ertrag produziert und wie hoch die aktuellen Anlagenverluste sind. Bei den Verlusten wird in Generatorverluste und Systemverluste unterschieden. Typische Generatorverluste sind: Modul hat weniger Leistung, als im Datenblatt angegeben, Modultemperatur steigt über 25 Grad Celsius, Module sind verschmutzt oder verschattet, Mismatchingverluste zwischen den Modulen eines Strings, Module produzieren nicht im Maximum Power Point, oder es treten Ohmsche Leitungsverluste auf. Die Systemverluste treten im Bereich des Wechselrichters auf.¹²¹

¹¹⁹ Vgl. Photovoltaic Austria Federal Association: Broschüre PVpro - Leitfaden zur Planung und Installation eines effizienten Monitorings für PV-Anlagen, Url: <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=64>, S. 20ff, eingesehen am 15.05.2013.

¹²⁰ Vgl. Mertens, Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl. München, Carl Hanser, 2011, S. 244.

¹²¹ Vgl. Ebd., S. 244ff.

10 Conclusio / Schlussbemerkung

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die technischen Grundlagen für die Errichtung einer Photovoltaikanlage erläutert. Wobei alle für eine Photovoltaikanlage notwendigen Komponenten in den einzelnen Unterkapiteln sehr ausführlich beschrieben wurden.

Für den wirtschaftlichen Vergleich wurde eine Anlage mit einer Leistung von rund, 5,1 kW_{peak} gewählt. Der Vergleich erfolgte zwischen einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage und einer Aufdach-Montage. Die einzelnen Förderungsmöglichkeiten im Jahr 2012 in Oberösterreich wurden im Zuge der Variantenbetrachtung berücksichtigt. Das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ergibt eine eingeschränkte ökonomische Sinnhaftigkeit. Mit Hilfe der Investitionsrechnung konnte festgestellt werden, dass die Aufdach-Anlage mit einer bundesweiten Tarifförderung am sinnvollsten ist. Sowohl die Variante 1.2 als auch die Variante 2.2 haben im Zuge der Berechnung mittels Kapitalwertmethode einen positiven Barwert ergeben. Wobei die Variante 2.2, die einen Eigenverbrauch nach Ablauf der Tarifförderung vorsieht, zu bevorzugen ist. Der überschüssige Strom wird bei dieser Variante an den örtlichen Stromanbieter verkauft.

Die 2-achsig nachgeführte Freiflächenanlage konnte bei keiner Variante einen positiven Barwert erlangen. Unter den vorhandenen Randbedingungen ist von einer Umsetzung einer 2-achsig nachgeführten Freiflächenanlage abzuraten.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass eine 5,1 kW_{peak} große Photovoltaikanlage unter der Einhaltung gewisser Randbedingungen wirtschaftlich betrieben werden kann.

Literatur

- | | |
|----------------------|---|
| Frühwald
[2008] | Frühwald Othmar, Pokorny Daniela: Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 1.Aufl., Gratwein, Landesenergieverein Steiermark, 2008 |
| Däumler
[2007] | Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung, 12. Aufl., Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH & Co. KG, 2007 |
| Falky
[2009] | Falky Antony Christian Dürschner Karl-Heinz Remmers: Photovoltaik für Profis, 2. Aufl. Berlin, Solarpraxis AG, 2009 |
| Geist
[2006] | Geist Hans-Joachim: Photovoltaikanlagen planen, montieren, prüfen, warten, 2. Aufl., Berggau, E-Te-Verlag, 2006 |
| Bieg
[2009] | Hartmut Bieg, Heinz Kußmaul: Investition, 2. Aufl., München, Vahlen Verlag, 2009 |
| Held
[2007] | Held Anne: Politikinstrumente zur Förderung erneuerbarer Energien, 1. Aufl., Saarbrücken, VDM Verlag Dr. Müller, 2007 |
| Konrad
[2007] | Konrad Frank: Planung von Photovoltaik – Anlagen, 1. Aufl., Wiesbaden, Vieweg & Söhne, 2007 |
| Kronzucker
[2010] | Kronzucker, Gordon: Solar Ratgeber Kompendium der Photovoltaik, 2. Aufl., Norderstedt, Books on Demand GmbH, 2010 |
| Mertens
[2007] | Mertens Konrad: Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 1. Aufl., München, Carl Hanser, 2011 |

- Kruschwitz
[2007] **Kruschwitz Lutz:** Investitionsrechnung, 11. Aufl., München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007
- Molitor
[2009] **Molitor Patrik:** Der Photovoltaik-Anlagen Projektleitfaden, Solaranlagen Grundwissen von A-Z, 1. Aufl., Hamburg, Diplomica Verlag GmbH, 2009
- Pape
[2011] **Ullrich Pape:** Grundlagen der Finanzierung und Investition, 2. Aufl., München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2011
- Pernsteiner
[2007] **Pernsteiner Helmut, Andeßner René:** Finanzmanagement kompakt, 2. Aufl., Wien, Linde Verlage 2007
- Röhrich
[2007] **Röhrich Martina:** Grundlagen der Investitionsrechnung, 1. Aufl., München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2007
- Seltmann
[2009] **Seltmann Thomas:** Photovoltaik: Strom ohne Ende, 4. Aufl., Berlin, Solarpraxis AG, 2009
- Wagner
[2010] **Wagner Andreas:** Photovoltaik Engineering, 3. Aufl., Saarbrücken, Springer Verlag, 2010
- Wöhe
[2008] **Wöhe Günter, Döring Ulrich:** Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 23. Aufl., München, Vahlen Verlag, 2008

Internetquellen

- Berechnungs-
tool Photovol-
taic Geogra-
phical (2013) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=de&map=europe>
verfügbar am 09.04.2013, 19:30.
- Berechnungs-
tool Energie-
agentur(2013) http://www.alpine-energie.com/cp_downloads/pv-rechner-osterreich
verfügbar am 09.04.2013, 20:15.
- DEGERener-
gie (2013) <http://www.degerenergie.de/de/solar-tracking.html>,
verfügbar am 11.02.2013, 09:15.
- FinanzNach-
richten (2013) <http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2011-12/22273523-bp-gibt-solargeschaeft-auf-weniger-beyond-petroleum-015.htm>,
verfügbar am 16.04.2013, 09:00.
- Handelsblatt
(2013) <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/bosch-der-schwere-abschied-von-der-solarsparte/7973156.html>,
verfügbar am 16.04.2013, 11:30.
- Kostal (2013) <http://www.kostal-solar-electric.com/content/de/index.php?am=1&as=5&ass=7&al=de&mp=7&kat=6>,
verfügbar am 25.04.2013, 12:30
- Kyocera
(2013) <http://www.kyocerasolar.de/index/products/innovation.html>,
verfügbar am 08.04.2013, 09:00.
- Kyocera
(2013) <http://www.kyocerasolar.de/index/products.html>,
verfügbar am 08.04.2013, 10:00.

- Kyocera
(2013) http://www.kyocerasolar.de/index/products/download/German.-cps-2178-files-75315-Fi-le.cpsdownload.tmp/Kyocera_Qualitätsbroschüre_Mai%202012_DE.pdf
verfügbar am 08.04.2013, 13:00.
- Kyocera
(2013) http://www.kyocerasolar.de/index/news/previous_news/news_archive_detail.L3NvbGFyX2VsZWNOcmliX3N5c3RlbXMvbmV3cy8yMDEyL0Vyc3RlX1NvbGFyYW5sYWdlX2luX0ZyYW5rcmVpY2hfXzlwX0phaHJlX3NhdWJlcmVfRW5lcmdpZV9taXRfS3lvY2VyYV9Tb2xhcm1vZHVhZS4~.html
verfügbar am 08.04.2013, 15:00.
- Land Oberösterreich (2013) http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/ooe/hs.xsl/115743_DEU_HTML.htm,
verfügbar am 10.03.2013, 22:00.
- Linz AG
(2013) http://www.linzag.at/cms/media/linzagwebsite/dokumente/wohnungsgenergie_1/strom_3/strom_neu_172012/Preisblatt_Privatstrom.pdf,
verfügbar am 12.06.2013, 15:30
- Photovoltaic
Austria (2012) http://www.pvaustria.at/upload/3730_Marktstatistik-2011.pdf,
verfügbar am 19.06.2012, 13:30.
- Photovoltaic
Austria (2012) http://www.pvaustria.at/upload/1081_Rumplmayr_Richtlinien%20und%20Normen%20071127.pdf,
verfügbar am 05.03.2013, 17:30.
- Photovoltaic
Austria (2012) <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=70>
verfügbar am 05.03.2013, 18:15.

- Photovoltaik
Austria (2012) <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=78>,
verfügbar am 05.03.2013, 18:45.
- Photovoltaik
Austria (2013) <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=64>,
verfügbar am 15.05.2013, 15:15.
- Photovoltaik
Das Magazin
(2013) <http://www.photovoltaikeu/heftarchiv/artikel/beitrag/multitasking-auf-dem-dach-100000970/87/>,
verfügbar am 16.04.2013, 07:00
- Photovoltaik-
büro (2013) <http://www.photovoltaikeu.de/pvKnowHowBlog/tabid/128/EntryId/75/Trafolese-Wechselrichter.aspx>,
verfügbar am 25.04.2013, 11:45
- Presseanzei-
ger (2013) <http://www.presseanzeiger.de/pm/Spanischer-Solarpark-Betreiber-bestaetigt-DEGERenergie-Systeme-299940>,
eingesehen am 11.02.2013, 10:00.
- PV macht
Schule (2012) <http://www.pv-schule.at/infos-ueber-pv/photovoltaik/>,
verfügbar am 24.06.2012, 16:15.
- PVpro
(2013)
- Solaranlagen-
Portal (2012) <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/monokristallin>,
verfügbar am 13.07.2012, 09:15.
- Solaranlagen-
Portal (2012) <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/polykristallin>,
verfügbar am 13.07.2012, 09:45.

Solaranlagen-Portal (2012) <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/duennschicht>
verfügbar am 13.07.2012, 10:15.

Solaranlagen-Portal (2012) <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/cigs>,
verfügbar am 13.07.2012, 10:30.

Solaranlagen-Portal (2013) <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten/preisentwicklung>,
verfügbar am 16.04.2013, 14:45

Zeitschriften/Zeitungen, Leitfäden etc.

Leitfaden gebäudeintegrierte. PV – Anlagen in Fertigteilhäuser (2012)	Leitfaden Gebäudeintegrierte Photovoltaik-Anlagen in Fertighäusern 2012, Herausgeber und Medieninhaber: Klima- und Energiefonds
Leitfaden Förderung PV - Anlagen in OÖ (2012)	Leitfaden 2012 für Förderung von Photovoltaikanlagen in Oberösterreich, Herausgeber und Medieninhaber: Amt der Oö. Landesregierung
Leitfaden PV - Anlagen (2012)	Leitfaden Photovoltaik-Anlagen 2012, Herausgeber und Medieninhaber: Klima- und Energiefonds
Photon (2012)	Photon, Photovoltaik-Fachwissen für die Praxis, Heft 03/2012
Photovoltaik-Fibel (2012)	Photovoltaik-Fibel 2012, Herausgeber und Medieninhaber: Klima- und Energiefonds
Photovoltaik-Positionspapier(2013)	Photovoltaik – Positionspapier der Oö Umweltanwaltschaft, Herausgeber und Medieninhaber: Oö Umweltanwaltschaft

Anlagen

Anlage 1	A-1
Anlage 2	A-3
Anlage 3	A-4

Anlagen 1

Prognostizierte Jahreserträge der Photovoltaikanlage



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Leistung Netzgekoppelte FV

PVGIS Schätzung der Solarenergieproduktion

Ort: 48°24'26" Nord, 14°25'7" Ost, Höhe: 574 m ü.d.M.,

Benutzte Sonnenstrahlungsdatenbank: PVGIS-CMSAF

Nominelle Leistung des FV-Systems: 5.1 kW (Kristallin Silizium)

Geschätzte Verluste von Temperatur und niedriger Einstrahlung: 7.4% (mit Einfluss der lokalen Aussentemperatur)

Geschätzter Verlust durch Reflexionseffekte: 2.9%

Andere Verluste (Kabel, Inverter, usw.): 14.0%

Gesamtverluste des FV Systems: 22.7%

Festes System: Neigung=45 Grad, Orientierung=30 Grad				
Monat	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	6.26	194	1.43	44.5
Feb	10.50	293	2.45	68.7
Mär	15.70	486	3.80	118
Apr	20.40	612	5.13	154
Mai	20.10	622	5.18	161
Jun	19.70	592	5.16	155
Jul	19.30	599	5.08	157
Aug	18.50	574	4.84	150
Sep	15.60	467	3.97	119
Okt	11.90	369	2.93	91.0
Nov	6.68	201	1.58	47.4
Dez	5.45	169	1.26	38.9
Jahr	14.20	431	3.57	109
Total für Jahr		5180		1300

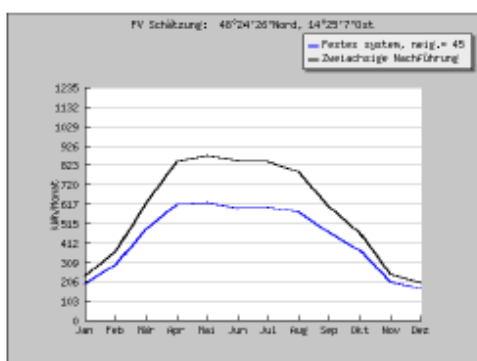
2-achsige Nachführungssystem				
Monat	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	7.51	233	1.71	53.0
Feb	12.90	360	3.00	84.0
Mär	20.00	621	4.82	149
Apr	28.10	842	6.99	210
Mai	28.10	871	7.16	222
Jun	28.10	843	7.25	218
Jul	27.00	837	7.01	217
Aug	25.30	784	6.53	203
Sep	20.10	602	5.07	152
Okt	15.00	466	3.69	114
Nov	8.13	244	1.91	57.4
Dez	6.38	198	1.47	45.5
Jahr	18.90	575	4.73	144
Total für Jahr		6900		1720

Ed: Durchschnittliche tägliche Energieproduktion des Systems (kWh)

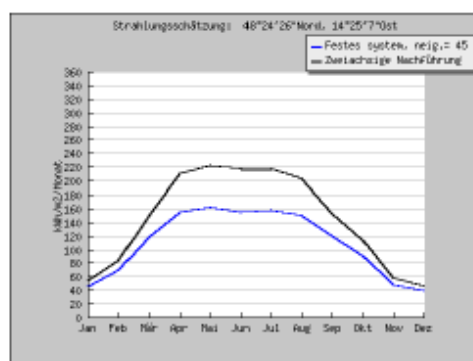
Em: Durchschnittliche monatliche Elektrizitätsproduktion mit diesem System (kWh)

Hd: Durchschnittliche Tagessumme globaler Einstrahlung pro Quadratmeter auf den Modulen des gewählten Systems (kWh/m²)

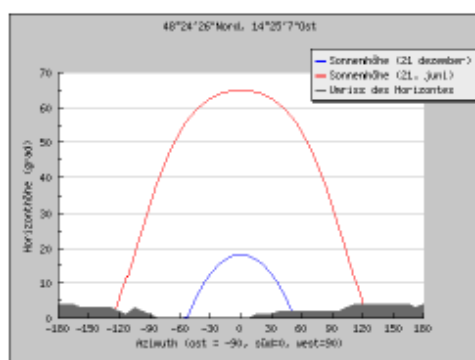
Hm: Durchschnittliche globale Einstrahlungssumme pro Quadratmeter auf den Modulen des Systems (kWh/m²)



Monatliche Energieproduktion vom festen FV-system



Monatliche Einstrahlung in fester Ebene



Verlauf des Horizonts mit Sonnenlauf für Winter und Sommer (solstitium)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorized, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

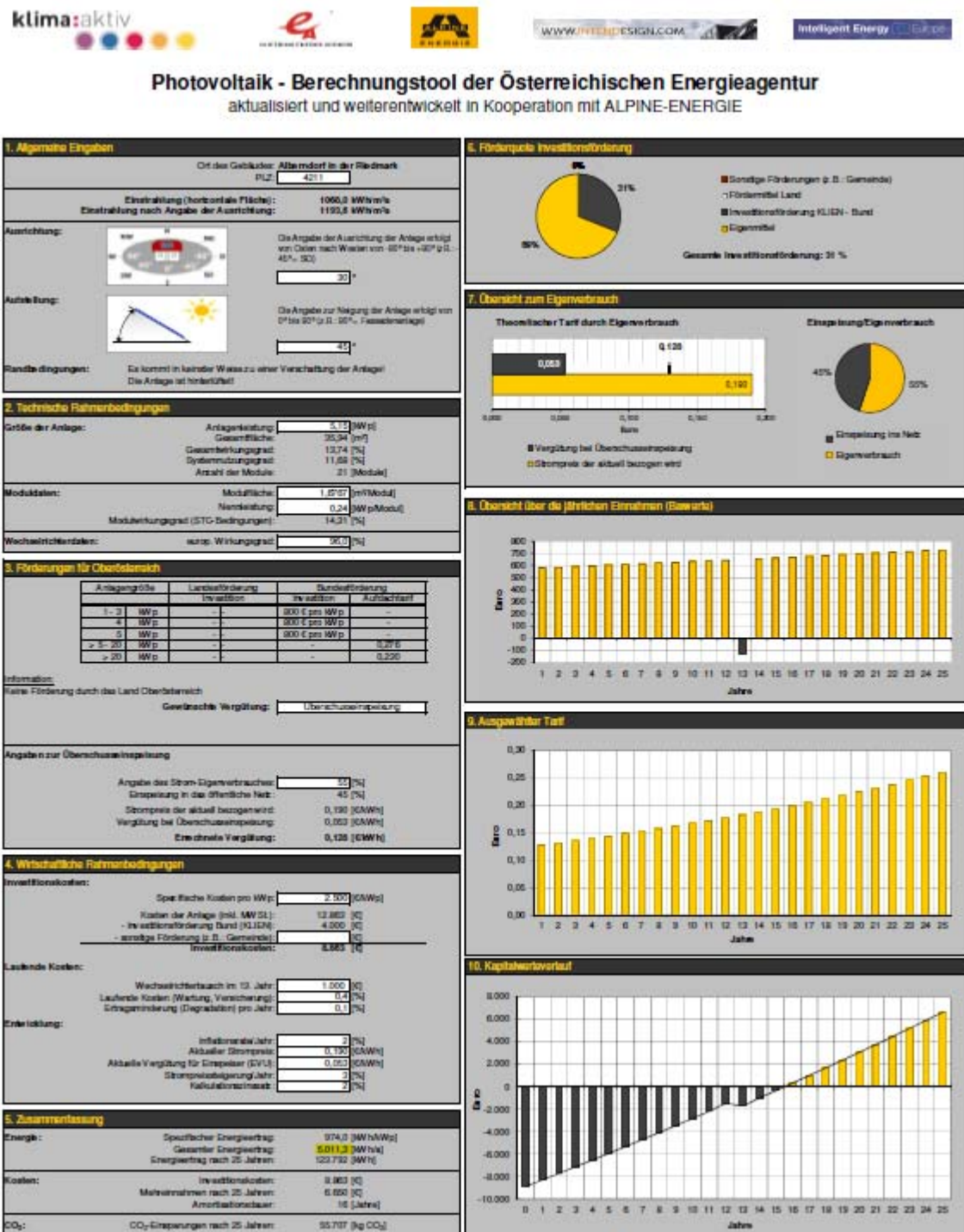
This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Anlagen 2

Prognostizierte Jahreserträge der Photovoltaikanlage



Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen

Alle relevanten Daten auf einen Blick

Die Sonne ist der gewaltigste Energiespender unserer Erde. Diese Energie zu nutzen ist das Ziel von Photovoltaikanlagen. Für den Betrieb einer Photovoltaikanlage sprechen ökologische und ökonomische Gründe. Als Betreiber einer Photovoltaikanlage ergeben sich für **Sie** und die **Umwelt** folgende **Vorteile**:

- Sie leisten einen bedeutenden Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung und tragen dazu bei, dass sich der CO₂ Ausstoß und dadurch der Treibhauseffekt verringert.
- Sie werden unabhängiger von steigenden Energiepreisen und fossilen Energieträgern.
- Emissions- und lärmfreie Stromerzeugung
- Förderungen



Überschuss-Einspeisung – was ist zu tun?

Der erzeugte Strom wird in erster Linie für Ihren Eigenbedarf verbraucht. Der überschüssig erzeugte Strom wird in das Stromnetz eingespeist. Über ein eigenes Zählwerk erfolgt die Vergütung der eingespeisten Energie. Es erfolgt an Sie eine Messentgeltverrechnung nach Art der Messung.

Folgende Schritte sind zu beachten:

1. Sie lassen sich vom **Anlagenanbieter** ein **Angebot** für eine Photovoltaikanlage legen.
2. Die Errichtung der Erzeugungsanlage ist an das **Amt der OÖ. Landesregierung** über ein Online-Formular zu melden. Diese Daten werden dann an den Netzbetreiber zur Beurteilung übermittelt.
3. Sie erhalten eine technische **Erklärung** vom örtlichen Netzbetreiber über das Ergebnis der netztechnischen Prüfung, sowie die erforderliche Zählpunktbezeichnung für die geplante PV-Anlage.
4. Vor Fertigstellung ist ein **Einspeisevertrag** zwischen Ihnen und dem Stromhändler (z.B. LINZ STROM Vertrieb) abzuschließen.
5. **Nach** baulicher Fertigstellung der Photovoltaikanlage schickt der Anlagenerrichter bzw. das beauftragte Elektrofachunternehmen eine **Fertigstellungsanzeige** sowie den **Einspeisevertrag** an den Netzbetreiber.
6. Es erfolgt die Abnahme der PV-Anlage und Inbetriebnahme. Infolge erhalten Sie den erforderlichen **Netzzugangsvertrag** vom Netzbetreiber.

Einspeisevergütung LINZ STROM Vertrieb

Für die eingespeiste elektrische Energie vergütet LINZ STROM Vertrieb derzeit einen **Energiepreis von 7,09 ct/kWh netto**.

Voraussetzung ist, dass die Basisanlage von LINZ STROM Vertrieb versorgt wird.

Ansprechpartner: Michaela Lininger, Tel.: 0732/3400 3238, E-Mail: m.lininger@linzag.at

Förderungen

Grundsätzlich ist in Österreich eine Förderung über den **Tarif** oder in Form eines **Investitionszuschusses** geregelt. Es kann jeweils **nur eine** Variante in Anspruch genommen werden.

Detaillierte Informationen über Landes- bzw. Bundesförderungen sowie spezielle Förderprogramme erhalten Sie unter folgenden Internetadressen:

- www.e-control.at
- www.klimafonds.gv.at
- www.oem-ag.at

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Alberndorf, Juli 2011

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Christoph Ortner', with a long horizontal stroke extending to the right.

Christoph Ortner